

Forschungsbericht

**Ganzheitliche Analyse
und Bewertung
konkurrierender
energetischer
Nutzungspfade für
Biomasse im
Energiesystem
Deutschland bis zum
Jahr 2030**

Andreas König

Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur
Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Andreas König
geboren in Dresden

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter: Prof. Dr. sc. agr. H. Grethe
Tag der Einreichung: 16. Februar 2009
Tag der mündlichen Prüfung: 28. Juli 2009

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien (SEE)
Dr. sc. agr. L. Eltrop

2009

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart.

Mein Dank geht vor allem an Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die Unterstützung bei der Durchführung und Erstellung der Arbeit und die Betreuung der Dissertation sowie an Herrn Prof. Dr. sc. agr. Harald Grethe für die Anfertigung des Zweitgutachtens und seine hilfreichen Anregungen. Als meinem direkten Ansprechpartner in fachlichen Fragestellungen gilt mein Dank zudem Herrn Dr. sc. agr. Ludger Eltrop.

Einen herzliches „Dankeschön“ möchte ich darüber hinaus an alle Kollegen in der Abteilung SEE und am IER richten, mit denen der fachliche Austausch immer sehr hilfreich war und mir stets große Freude bereitet hat. Für die äußerst produktive sowie persönlich angenehme Zusammenarbeit sind hier besonders Herr M. Sc. Enver Doruk Özdemir und speziell für das kritische Durchlesen der Arbeit, Frau Dr. sc. agr. Marlies Härdtlein namentlich zu nennen.

Nicht zuletzt möchte ich meiner Frau Valeska für ihre Unterstützung, ihre Geduld und ihre Begleitung während der Promotionszeit ganz besonders danken.

Stuttgart, im Juni 2009

Andreas König

Wohl dem Menschen, der Weisheit erlangt, und dem Menschen, der Einsicht gewinnt! Denn es ist besser, sie zu erwerben, als Silber, und ihr Ertrag ist besser als Gold. Sie ist edler als Perlen, und alles, was du wünschen magst, ist ihr nicht zu vergleichen.

Sprichwörter 3, 13

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-------------|
| Abbildungsverzeichnis | III |
| Tabellenverzeichnis | VII |
| Abkürzungsverzeichnis..... | X |
| Kurzfassung | XI |
| Abstract | XIII |
| | |
| 1 Einleitung | 1 |
| 1.1 Fragestellung und Zielsetzung | 2 |
| 1.2 Biomassepotenziale und derzeitige Biomassenutzung in Deutschland..... | 4 |
| 1.3 Ganzheitliche Bilanzierung und Bewertung konkurrierender Optionen der energetischen Biomassenutzung | 7 |
| | |
| 2 Untersuchungsumfang und Methoden | 14 |
| 2.1 Auswahl und Definition des Untersuchungsumfangs | 15 |
| 2.1.1 Biomassearten und deren Produktion bzw. Bereitstellung..... | 15 |
| 2.1.2 Konversionstechnologien | 25 |
| 2.1.3 Prozessketten der Biomassenutzung | 35 |
| 2.1.4 Fossile Referenzsysteme | 37 |
| 2.2 Prozesskettenanalyse und ganzheitliche Bilanzierung | 38 |
| 2.3 Bilanzierungsgrenzen und Systemdefinition..... | 39 |
| 2.4 Auswahl und Definition der Vergleichsgrößen..... | 44 |
| 2.4.1 Einfache Vergleichsgrößen | 44 |
| 2.4.2 Kombinierte Vergleichsgrößen | 48 |
| 2.5 Vergleichende Analyse und integrierte Bewertung der Nutzungspfade | 50 |
| 2.6 Systemische Bewertung der Nutzungspfade | 54 |
| | |
| 3 Vergleichende Analyse und integrierte Bewertung der Nutzungspfade | 57 |
| 3.1 Vergleichende Analyse der Biomassenutzungspfade | 57 |
| 3.1.1 Energieeffizienz der Prozessketten | 57 |
| 3.1.2 Flächenenergieertrag bei der Energiepflanzen- und Strohnutzung | 62 |
| 3.1.3 Spezifisches Substitutionspotenzial für fossile Energieträger | 67 |
| 3.1.4 Exergetischer Nutzungsgrad der Prozessketten | 72 |
| 3.1.5 Spezifische Treibhausgas-Emissionen der Bioenergiebereitstellung..... | 73 |
| 3.1.6 Spezifisches Treibhausgas-Minderungspotenzial der Biomassenutzung..... | 76 |
| 3.1.7 Gestehungskosten bei der Endenergiebereitstellung aus Biomasse | 80 |
| 3.1.8 Spezifische Treibhausgas-Minderungskosten der Nutzungsoptionen..... | 82 |
| 3.2. Berücksichtigung von Nebenprodukten und Rückständen bei der Biokraftstoffherzeugung..... | 85 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 3.3 | Sensitivitätsanalysen | 88 |
| 3.4 | Integrierte Bewertung der Nutzungspfade | 91 |
| 3.5 | Fazit..... | 97 |
| 4 | Systemische Bewertung der Nutzungspfade im Energiesystem Deutschland | 100 |
| 4.1 | Szenario „Business As Usual“ (BAU) | 102 |
| 4.1.1 | Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs | 103 |
| 4.1.2 | THG-Emissionen..... | 109 |
| 4.1.3 | Flächenbedarf und -nutzung..... | 110 |
| 4.2 | Szenario „Treibhausgasminderung“ (BAU+THG) | 111 |
| 4.2.1 | Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs | 111 |
| 4.2.2 | THG-Emissionen und THG-Minderung gegenüber Szenario BAU | 116 |
| 4.2.3 | Kosten der Bioenergienutzung und THG-Minderungskosten..... | 116 |
| 4.2.4 | Flächenbedarf und -nutzung..... | 118 |
| 4.3 | Szenario „Biomasse im Wettbewerb“ (BIW)..... | 118 |
| 4.3.1 | Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs | 119 |
| 4.3.2 | THG-Emissionen..... | 123 |
| 4.3.3 | Kosten der Bioenergienutzung und THG-Minderungskosten..... | 124 |
| 4.4 | Szenario „Biomasse im Wettbewerb und THG-Minderungsziele“ (BIW+THG).. | 125 |
| 4.4.1 | Entwicklung des Primär und Endenergieverbrauchs | 125 |
| 4.4.2 | Kosten der Bioenergienutzung | 129 |
| 4.4.3 | Flächenbedarf und -nutzung..... | 130 |
| 4.5 | Fazit..... | 130 |
| 5 | Zusammenfassung..... | 133 |
| | Literaturverzeichnis..... | 138 |
| | Anhang | 146 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abb. 1-1: Historische Entwicklung der Nutzung von biogenen Primärenergieträgern zur Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen (links, eigene Berechnungen auf der Grundlage von /BMU 2008/) und die Endenergiebereitstellung (rechts, /BMU 2008/) aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2007 | 6 |
| Abb. 2-1: Vorgehensweise und Methoden der Arbeit..... | 14 |
| Abb. 2-2: Die Bilanzierungsgrenze bei der Stoffstrom- und Energieflussanalyse..... | 39 |
| Abb. 2-3: Schematische Darstellung der Vorgehensweise bei der integrierten Bewertung.. | 51 |
| Abb. 2-4: Vereinfachte schematische Darstellung der Modellstruktur in TIMES am Beispiel eines Ausschnittes des Referenzenergiesystems (verändert nach /Remme 2006/) | 55 |
| Abb. 3-1: Energieeffizienz der Prozessketten zur Bereitstellung von Wärme und Strom aus Biomasse in KWK in % | 58 |
| Abb. 3-2: Energieeffizienz der Prozessketten zur Bereitstellung von Wärme aus Biomasse in %..... | 59 |
| Abb. 3-3: Energieeffizienz der Prozessketten zur Bereitstellung von Strom aus Biomasse in %..... | 59 |
| Abb. 3-4: Energieeffizienz der Prozessketten zur Bereitstellung von Kraftstoff aus Biomasse in % | 60 |
| Abb. 3-5: Durchschnittliche Energieeffizienz der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff in % | 62 |
| Abb. 3-6: Durchschnittlicher Flächenertrag der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff auf Basis des Endenergiegewinns | 66 |
| Abb. 3-7: Durchschnittliches Substitutionspotenzial der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff | 71 |
| Abb. 3-8: Durchschnittlicher exergetischer Nutzungsgrad der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff | 73 |
| Abb. 3-9: Spezifische Treibhausgasemissionen der untersuchten Prozessketten in CO ₂ -Äquivalenten (CH ₄ , N ₂ O, CO ₂) unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff..... | 76 |

| | |
|--|-----|
| Abb. 3-10: Durchschnittliches spezifisches Treibhausgasminderungspotenzial der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff..... | 79 |
| Abb. 3-11: Gestehungskosten der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoffe | 82 |
| Abb. 3-12: Minderungskosten für Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalente) der untersuchten Prozessketten unterteilt nach Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoffe | 84 |
| Abb. 3-13: Einfluss der Berücksichtigung von Nebenprodukten (Schlempe, Extraktionschrot, Glycerin und Stroh) auf die Bilanz der Gesamteffizienz | 86 |
| Abb. 3-14: Einfluss der Berücksichtigung von Nebenprodukten (Schlempe, Extraktionschrot, Glycerin und Stroh) auf die spezifischen CO ₂ -Äquivalent-Emissionen ... | 87 |
| Abb. 3-15: Einfluss der Berücksichtigung von Nebenprodukten (Schlempe, Extraktionschrot, Glycerin und Stroh zur Wärmeengewinnung) auf den Flächenenergieertrag | 87 |
| Abb. 3-16: Sensitivität der Vergleichsgrößen auf die Veränderung des Biomasseertrages je Hektar Anbaufläche bei der Nutzung von KUP zur Wärmebereitstellung | 89 |
| Abb. 3-17: Sensitivität der Vergleichsgrößen auf die Veränderung des Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmittel (PSM) bei der Nutzung von GGP zur Wärmebereitstellung | 89 |
| Abb. 3-18: Sensitivität der Vergleichsgrößen auf die Veränderung der Transportentfernung bis zur Konversionsanlage bei Nutzung von KUP zur Wärmebereitstellung | 90 |
| Abb. 3-19: Sensitivität der Vergleichsgrößen auf die Veränderung des Wirkungsgrades der Konversionsanlage bei Nutzung von KUP zur Wärmebereitstellung..... | 91 |
| Abb. 3-20: Gesamtergebnisse der normierten Betrachtung für die untersuchten Prozessketten der KWK-Nutzung unterteilt in drei Gruppen | 93 |
| Abb. 3-21: Gesamtergebnisse der normierten Betrachtung für die untersuchten Prozessketten der Wärmebereitstellung | 94 |
| Abb. 3-22: Gesamtergebnisse der normierten Betrachtung für die untersuchten Prozessketten der Strombereitstellung | 94 |
| Abb. 3-23: Gesamtergebnisse der normierten Betrachtung für die untersuchten Prozessketten der Kraftstoffbereitstellung unterteilt in drei Gruppen | 95 |
| Abb. 4-1: Entwicklung der Bereitstellung der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU).... | 103 |
| Abb. 4-2: Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der unterschiedlichen Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)..... | 104 |

| | |
|--|-----|
| Abb. 4-3: Entwicklung der Strombereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU) | 105 |
| Abb. 4-4: Entwicklung der Biokraftstoffbereitstellung in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU) | 107 |
| Abb. 4-5: Entwicklung der Primärenergienutzung in Form von heimischer Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)..... | 108 |
| Abb. 4-6: Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen (CO ₂ -Äquivalente) in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)..... | 109 |
| Abb. 4-7: Entwicklung der Flächennutzung für den Energiepflanzenanbau in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)..... | 111 |
| Abb. 4-8: Entwicklung der Bereitstellung der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 unter Berücksichtigung energie- und umweltpolitischer Ziele für erneuerbare Energien (Szenario BAU+THG) | 112 |
| Abb. 4-9: Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der unterschiedlichen Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG) | 113 |
| Abb. 4-10: Entwicklung der Strombereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)..... | 113 |
| Abb. 4-11: Entwicklung der Kraftstoffbereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)..... | 114 |
| Abb. 4-12: Entwicklung der Primärenergienutzung in Form von heimischer Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)..... | 115 |
| Abb. 4-13: Entwicklung der Flächennutzung für den Energiepflanzenanbau in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)..... | 118 |
| Abb. 4-14: Entwicklung der Bereitstellung der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 bei den 2 Teilszenarien BIWmoderat (links) und BIWhoch (rechts)..... | 119 |
| Abb. 4-15: Entwicklung der Wärmeproduktion aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 in PJ/a für die Teilszenario BIWmoderat..... | 121 |
| Abb. 4-16: Entwicklung der Stromproduktion aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 in PJ/a für das Teilszenario BIWmoderat | 121 |
| Abb. 4-17: Entwicklung der Primärenergienutzung in Form von heimischer Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BIWmoderat) | 122 |

| | |
|---|-----|
| Abb. 4-18: Entwicklung der Bereitstellung der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BIW+THG) | 126 |
| Abb. 4-19: Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der unterschiedlichen Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BIW+THG) | 127 |
| Abb. 4-20: Entwicklung der Strombereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BIW-THG) | 128 |
| Abb. 4-21: Entwicklung der Primärenergienutzung in Form von heimischer Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BIW+THG)..... | 129 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Tabelle 1-1: Annahmen für das derzeitige technische Biomassepotenzial in Deutschland in [PJ/a] (verändert nach /Kaltschmitt und Hartmann 2001/, /Staiß 2003/, /WI 2006a/, /Aretz und Hirschl 2007/ und eigene Annahmen)..... | 5 |
| Tabelle 2-1: Auswahl und Klassifizierung der untersuchten Biomasserohstoffe..... | 15 |
| Tabelle 2-2: Untersuchte Konversionsverfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse | 25 |
| Tabelle 2-3: Abkürzung und Beschreibung der untersuchten Prozessketten | 36 |
| Tabelle 2-4: Einfache und kombinierte Vergleichsgrößen für die Prozesskettenanalyse für die Kategorien Technik, Ökonomie und Ökologie | 44 |
| Tabelle 2-5: Gruppierung der Konversionstechnologien bei der integrierten Bewertung | 53 |
| Tabelle 3-1: Endenergiepotenziale (EEP) für den Energiepflanzenanbau in Deutschland bei unterschiedlichen Nutzungsvarianten und unterschiedlichen Flächenverfügbarkeiten absolut und % des Endenergieverbrauchs (EEV) von 9.173 PJ in Deutschland (2005) | 65 |
| Tabelle 3-2: Substitutionspotenzial für fossile Energieträger durch die energetische Nutzung von Biomasse in Deutschland bei 2,0 und 4,0 Mio. ha Anbaufläche für Energiepflanzen und unterschiedlichen Schwerpunkten der Endenergiebereitstellung | 70 |
| Tabelle 3-3: Gesamt-Emissionsminderungspotenzial der unterschiedlichen energetischen Nutzungsvarianten von Biomasse auf Basis der heimischen Biomassepotenziale bei 2,0 und 4,0 Mio. ha Anbaufläche für Energiepflanzen | 78 |
| Tabelle 4-1: Merkmale der betrachteten Szenarien hinsichtlich Preisniveau für fossile Energieträger und Vorgaben für die Biomassenutzung sowie für die THG-Minderung | 100 |
| Tabelle 4-2: Kosten für fossile Energieträger bei einer moderaten (Szenarien: BAU, BAU+THG, BIWmoderat, BIW+THG) und einer hohen (Szenario BIWhoch) zukünftigen Energieträgerpreisentwicklung in den betrachteten Szenarien | 102 |
| Tabelle 4-3: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs im Szenario BAU | 109 |
| Tabelle 4-4: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs im Szenario BAU+THG | 115 |
| Tabelle 4-5: THG-Emissionen in den Szenarien BAU und BAU+THG und THG-Minderung gegenüber dem Szenario BAU in CO ₂ -Äquivalenten aus CO ₂ , N ₂ O und CH ₄ | 116 |
| Tabelle 4-6: Kosten der THG-Emissionsminderung (CO ₂ -Äquivalente aus CO ₂ , N ₂ O und CH ₄) im Szenario BAU+THG gegenüber dem Szenario BAU..... | 117 |

| | | |
|----------------------|--|-----|
| Tabelle 4-7: | Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs in den Teilszenarien BIWmoderat und BIWhoch | 123 |
| Tabelle 4-8: | THG-Emissionen der Teilszenarien BIWmoderat und BIWhoch und Mehremissionen gegenüber dem Szenario BAU in CO ₂ -Äquivalenten aus CO ₂ , N ₂ O und CH ₄ | 123 |
| Tabelle 4-9: | Kostendifferenz der Energiebereitstellung im Teilszenario BIWmoderat gegenüber dem Szenario BAU | 124 |
| Tabelle 4-10: | Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs im Szenario BIW+THG | 129 |
| Tabelle 4-11: | Kostendifferenz der Energiebereitstellung im Szenario BIW+THG gegenüber dem Szenario BAU+THG | 130 |
| Tabelle A-1: | Annahmen im Hinblick auf die Anteile der unterschiedlichen Technologien und deren Nutzungsgrade bei der Biomassenutzung für die Berechnung des Primärenergieaufwandes auf der Grundlage der Angaben über die historische Entwicklung des Endenergieverbrauchs /BMU 2008/ | 146 |
| Tabelle A-2: | Produktion von Rapskorn und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/ | 147 |
| Tabelle A-3: | Produktion von Triticalekorn und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/ | 148 |
| Tabelle A-4: | Produktion von Triticale und Bereitstellung von Ganzpflanzenballen bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/ | 149 |
| Tabelle A-5: | Produktion von Triticale-Silage und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/ | 150 |
| Tabelle A-6: | Produktion von Maissilage und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/ | 151 |
| Tabelle A-7: | Produktion von Zuckerrübe und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/ | 152 |
| Tabelle A-8: | Produktion von Pappelholz in Kurzumtrieb und Bereitstellung von Hackgut frei Konversionsanlage /FNR 2005/ | 153 |
| Tabelle A-9: | Bereitstellung (teil- und vollmechanisiert) von Hackgut aus Waldrestholz frei Konversionsanlage /Wittkopf 2005/, /Eltrop et al. 2006/ | 154 |
| Tabelle A-10: | Produktion von Triticalestroh und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/ | 154 |
| Tabelle A-11: | Bereitstellung von Pellets aus feuchtem Industrierestholz bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage (Für die Bereitstellung von trockenem Industrierestholz entfällt der Schritt der Trocknung) /Bundesamt für Energie 1998/ | 155 |

| | |
|--|-----|
| Tabelle A-12: Produktion von Rapsstroh und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/..... | 155 |
| Tabelle A-13: Verfahrensdaten für Dampfturbine (KWK) (/Kolmetz 2002/, /VDI 2004/). | 156 |
| Tabelle A-14: Verfahrensdaten für ORC-Anlage (KWK) /VDI 2004/ | 156 |
| Tabelle A-15: Verfahrensdaten für die Vergasung und Nutzung im BHKW /VDI 2004/, /Gemis 2006/ | 157 |
| Tabelle A-16: Verfahrensdaten Biogasherstellung (/FNR 2006a) | 157 |
| Tabelle A-17: Verfahrensdaten Biogasaufbereitung (/FNR 2006b/) | 158 |
| Tabelle A-18: Verfahrensdaten für die Nutzung von aufbereitetem Biogas in zentralem BHKW (/FNR 2005/, (/FNR 2006b/))..... | 158 |
| Tabelle A-19: Verfahrensdaten für Heizwerk (/Gemis 2006/, eigene Annahmen)..... | 158 |
| Tabelle A-20: Verfahrensdaten für Pelletpresse und Pelletkessel (/Bundesamt für Energie 2001/, /Krenn/, /FNR 2003b/) | 158 |
| Tabelle A-21: Verfahrensdaten für Dampfturbine (reine Stromproduktion) (/KAM 2007/) | 159 |
| Tabelle A-22: Verfahrensdaten für die Herstellung von RME (/BayStMLF 2000/) | 159 |
| Tabelle A-23: Verfahrensdaten für die Ethanolherstellung aus Zuckerrübe (/BayStMLF 2003/, /FNR 2003a/, eigene Annahmen)..... | 160 |
| Tabelle A-24: Verfahrensdaten für die Ethanolherstellung aus Getreidekorn (/BayStMLF 2003/, /FNR 2003a/, eigene Annahmen)..... | 160 |
| Tabelle A-25: Verfahrensdaten für die Ethanolherstellung aus Lignocellulose (GGP), Variante: Strom und Erdgas aus Fremdbezug, (/Bentsen et al. 2006/) | 160 |
| Tabelle A-26: Verfahrensdaten für die Ethanolherstellung aus Lignocellulose (Holz/Stroh), Variante: Wärme aus prozessinterner Produktion (Ligninnutzung), (/Reith et al. 2002/) | 161 |
| Tabelle A-27: Verfahrensdaten für die Konversionsanlage zur Herstellung von Fischer-Tropsch Kraftstoff (/Choren 2004/ und eigene Annahmen) | 161 |
| Tabelle A-28: Brennstoffkosten für die Bioenergieträger für das Bezugsjahr 2006, (Quellen vgl. Kapitel 2.3)..... | 161 |
| Tabelle A-29: Einteilung der 55 untersuchten Prozessketten in Technologiegruppen für die Ergebnisdarstellung..... | 162 |
| Tabelle A-30: Kosten für die Energiegestehung der untersuchten Prozessketten und der fossilen Referenztechnologien, Bezugsjahr 2006 (Quellen vgl. Kapitel 2.3) | 163 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|--------------------|--|
| a | Jahr |
| Abb. | Abbildung |
| bbf | barrel |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BTL | Biomass To Liquid |
| DDGS | Distillers Dried Grain with Solubles |
| DT | Dampfturbine |
| EEG | Erneuerbare Energien Gesetz |
| EEV | Endenergieverbrauch |
| F&E | Forschung und Entwicklung |
| FT | Fischer-Tropsch |
| GGP | Getreideganzpflanze |
| GP | Ganzpflanze |
| GuD | Gas- und Dampfturbinen(heiz)kraftwerk |
| GWP ₁₀₀ | Global Warming Potential (100 Jahre) |
| h | Stunde |
| ha | Hektar |
| J | Joule |
| KFZ | Kraftfahrzeug |
| KUP | Kurzumtriebsplantage |
| W | Watt |
| kWh | Kilowattstunde |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| kW _{el} | Elektrische Leistung in Kilowatt |
| kW _{th} | Thermische Leistung in Kilowatt |
| MAP | Marktanreizprogramm |
| Nm ³ | Normkubikmeter |
| ORC | Organic Rankine Cycle |
| PEV | Primärenergieverbrauch |
| PV | Photovoltaik |
| RME | Rapsölmethylester (Biodiesel) |
| SKE | Steinkohleeinheit |
| SNG | Substitute Natural Gas (Erdgassubstitut) |
| THG | Treibhausgas |

Kurzfassung

Die energetische Nutzung von Biomasse umfasst eine Vielzahl von unterschiedlichen und alternativen Pfaden zur Endenergiebereitstellung. Feste, flüssige und gasförmige Bioenergieträger können über thermische, thermo-chemische, physikalisch-chemische und biologisch-chemische Konversionsverfahren alternativ in Wärme, Strom und Kraftstoffe überführt werden. Dabei stehen der Möglichkeit durch die Biomassenutzung einen Beitrag zur Minderung von Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und zur Substitution fossiler Energieträger zu leisten, erhöhte Kosten im Vergleich zu den konventionellen Bereitstellungsverfahren gegenüber. Zudem gilt im Hinblick auf einen Ausbau der Bioenergie zu berücksichtigen, dass trotz des regenerativen Charakters der Biomasse als erneuerbare Energiequelle, die Biomasse- und Flächenpotenziale in Deutschland begrenzt sind.

Ziel dieser Arbeit ist daher die Analyse und Bewertung unterschiedlicher energetischer Nutzungspfade von Biomasse unter technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten vor dem Hintergrund energie- und umweltpolitischer Zielsetzungen einerseits und der Biomassepotenziale in Deutschland andererseits.

Dafür wurden für eine Auswahl an heute und zukünftig wichtigen Prozessketten der Energieträgerproduktion und -nutzung sowohl Energie- und Stoffstrombilanzen erstellt als auch die Kosten der Energiegestehung berechnet. Anhand der unterschiedlichen daraus ableitbaren technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte erfolgt eine umfassende Bewertung der Nutzungspfade. Im Hinblick auf die Konkurrenz zu anderen erneuerbaren und den konventionellen Verfahren der Energiebereitstellung im Energiesystem Deutschland wurden die Nutzungsoptionen für Biomasse anhand einer modellgestützten Szenarioanalyse zudem systemisch bewertet. Durch die Analyse und Bewertung konnten vorteilhafte Nutzungspfade für die Endenergiebereitstellung aus Biomasse im Hinblick auf eine effiziente Biomassenutzung und eine kostengünstige Minderung der Treibhausgasemissionen identifiziert werden.

Es zeigt sich, dass die Wärmebereitstellung im Hinblick auf die Gesamtheit der hier untersuchten Aspekte die vorteilhafteste Nutzungsoption darstellt. Sie ist aufgrund der höheren Effizienz bei der Biomasseumwandlung sowohl der KWK-Nutzung von Festbrennstoffen als auch der Bereitstellung gasförmiger Kraftstoffe vorzuziehen. Demgegenüber erweisen sich sowohl die Bereitstellung von Biokraftstoffen der 1. Generation, wie z. B. Biodiesel aus Raps und Ethanol aus Zuckerrüben, als auch die Nutzung von Biogas mit geringen Wärmenutzungsgraden als vergleichsweise wenig vorteilhaft. Es zeigt sich deutlich, dass der Effizienz der Biomassebereitstellung und -konversion vor den hier erarbeiteten Ergebnissen eine besondere Aufmerksamkeit bei der zukünftigen Bioenergienutzung in Deutschland zukommen sollte, da diese nicht nur einen bedeutenden Einfluss auf die Gesamteffizienz der Nutzungspfade sondern auch auf andere Aspekte, wie z. B. die spezifischen Emissionen und das Substitutionspotenzial für fossile Energieträger aufweist. Zudem wird klar, dass insbesondere bei den Biokraftstoffen der 1. Generation eine verstärkte energetische Nutzung der Koppelprodukte zur Verbesserung der

Energiebilanz erfolgen sollte. Ohne die Koppelproduktnutzung erweisen sich die Gesamteffizienzen dieser Prozessketten als vergleichsweise wenig vorteilhaft.

Die hier erarbeiteten Ergebnisse zeigen überdies, dass durch die Nutzung heimischer Biomasse- und Flächenpotenziale ein nennenswerter und vergleichsweise kostengünstiger Beitrag zur Minderung der energiebedingten THG-Emissionen und zur Substitution fossiler Energieträger im Energiesystem Deutschland geleistet werden kann. Rund 1.097 PJ/a an Endenergie in Form von Wärme, Strom und Kraftstoff können bei einer konsequenten Verfolgung der Klimaschutzziele bis zum Jahr 2030 durch Biomasse bereitgestellt werden. Damit kann in Deutschland im Jahr 2030 ein Anteil der heimischen Biomasse am Primärenergieverbrauch von rund 14,0 % und ein Anteil der Bioenergie am Endenergieverbrauch von 11,1 % erreicht werden.

Abstract

The energetic utilization of biomass comprises many different and alternative pathways for the provision of different kinds of end energy. Solid, liquid and gaseous bioenergy carriers can be transferred to heat, power and transport fuels via thermal, thermo-chemical, physio-chemical and bio-chemical conversion technologies.

The preferable characteristics of biomass utilization, such as the possibility to reduce greenhouse gas (GHG) emissions and the substitution of fossil fuels, compete against the relatively high costs compared to conventional energy provision technologies. Additionally, the potentials of biomass and agricultural area for energy crop production in Germany are limited.

The aim of this study is therefore the analysis and assessment of different energetic utilization pathways of biomass under technical, economic and ecological aspects against the background of energy and environment policy goals on the one hand and the limited biomass potential on the other hand.

For a sample of current and prospective important process chains of the production and utilization of bioenergy carriers the energy and mass flows were balanced. In addition the energy provision costs were calculated.

The following step was the integration of the different technical, economic and ecological aspects against the background of a comprehensive assessment.

With regard to the competition to other renewable energies and to the conventional methods of energy supply in the energy system of Germany the utilization options were systematically assessed by means of a model based approach.

Due to the analysis and assessment favourable utilization pathways for the energy provision from biomass could be identified.

The results show, that the heat provision has to be evaluated as the most favourable utilization option under technical, economical and ecological aspects. Due to higher efficiencies of the biomass conversion the heat provision is more preferable than the CHP use of solid biomass as well as the provision of gaseous fuels. In contrast to that, the provision of 1st generation bio fuels, e. g. biodiesel from rapeseed and ethanol from sugar beet as well as the utilization of biogas with low heat use, has to be assessed rather less favourable.

Given the presented results, the efficiency of the biomass production and conversion should play a major role in the future configuration of bioenergy in the energy system of Germany due to the high influence on the overall efficiency of the process chains and other aspects like the specific emissions and the substitution of fossil fuels.

Like the efficiency the energetic utilization of by products, especially in the case of the production of 1st generation biofuels should be enhanced to improve the energy balance of these pathways.

The results affirm that the utilization of national biomass and land area potentials can contribute considerably and relatively cost efficient to the reduction of GHG emissions and the substitution of fossil energy carriers. About 1,097 PJ per year in form of heat, power and

transport fuels can be provided when the optimistic GHG reduction targets till 2030 will be met. In this case the national biomass shows a share of 14.0 % of primary energy demand and 11.1 % of end energy consumption.

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund einer zunehmenden energetischen Nutzung von Biomasse (/BMU 2008/) bewegen sich sowohl die Umwelt- und Energiepolitik als auch die Energiewirtschaft im Spannungsfeld einer nachhaltigen, effizienten und kostengünstigen Energiebereitstellung. Die energetische Biomassenutzung bietet sowohl die Möglichkeit zur Minderung der Treibhausgasemissionen, der Substitution fossiler und vorwiegend importierter Energieträger als auch die Erhaltung und Schaffung von Arbeitsplätzen im Inland durch die Bereitstellung und Nutzung heimischer Biomasse. Der Erreichung umwelt- und energiepolitischer Ziele steht die Notwendigkeit einer z. T. intensiven Förderung und Subventionierung der Erzeugung der Endenergieträger Strom und Kraftstoff und in geringerem Maße auch der Wärme auf Basis biogener Energieträger gegenüber. Eine möglichst effiziente und zielgerichtete Biomassenutzung scheint vor dem Hintergrund begrenzter Rohstoff- und Flächenpotenziale sowie der Erfüllung der Anforderungen und Erwartungen an die Biomassenutzung sinnvoll. Um die Förderaufwendungen gering zu halten und mittel- und langfristig ökonomisch tragfähige Nutzungskonzepte und Marktstrukturen zu etablieren, sollten dabei kostengünstige und wirtschaftlich viel versprechende Nutzungspfade bevorzugt Anwendung finden. Daher gilt es zu klären, in welchem Maße die Biomasse zur Bereitstellung von Strom, Wärme oder Kraftstoffen genutzt werden soll und welche Konversionsverfahren vorteilhaft im Hinblick die energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen sind.

Sowohl Förderinstrumente und -maßnahmen wie das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) /EEG 2004/, das Marktanreizprogramm (MAP) und verringerte Steuersätze für biogene Kraftstoffe /EnergieStG 2006/ als auch direkte Eingriffe in den Energiemarkt durch z. B. die Beimischungsquoten für Biokraftstoffe /BioKraftQuG 2006/ und das Erneuerbare Energien Wärmegesetz /EEWärmeG 2008/ haben zu einer dynamischen Entwicklung der erneuerbaren Energieträger und damit in hohem Maße auch der Bioenergie geführt. Als Auswirkung dieser Maßnahmen ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland von 2,6 % im Jahr 2000 auf 6,7 % im Jahr 2007 /BMU 2008/ gestiegen.

Um die weitere Entwicklung und den Ausbau der Bioenergie im Energiesystem Deutschland im Hinblick auf eine vorteilhafte Nutzung erneuerbarer Energien auszurichten, sollten die Fördermaßnahmen, als die Triebfeder der Entwicklung, auf aussichtsreiche und zielführende Nutzungsoptionen konzentriert werden. Aus der Vielzahl an energetischen Nutzungsmöglichkeiten für Biomasse, die sich durch die unterschiedlichen Rohstoffformen, die zahlreichen Konversionsverfahren und alternativ zu produzierenden Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoffe ergibt, sind daher besonders viel versprechende Nutzungspfade zu identifizieren. Dies sollte unter einem umfangreichen Spektrum an technischen, ökonomischen als auch ökologischen Aspekten erfolgen, um eine möglichst umfassende Beurteilung zu ermöglichen.

In dieser Studie wird eine Analyse, ein Vergleich und eine Bewertung der unterschiedlichen energetischen Nutzungsoptionen von Biomasse im Hinblick auf eine kostengünstige Möglichkeit zur Minderung der Treibhausgas (THG)-Emissionen und zur Substitution fossiler Energieträger im bestehenden und zukünftigen Energiesystem Deutschland bis 2030 vorgenommen.

Die Ergebnisse sollen einen Beitrag zur Diskussion über eine effiziente und vorteilhafte Nutzung von Biomasse im Energiesystem Deutschland liefern. Auf Grundlage der erarbeiteten Ergebnisse werden Entscheidungsträgern in Umwelt- und Energiepolitik aber auch der Energiewirtschaft Entscheidungsgrundlagen bereitgestellt.

1.1 Fragestellung und Zielsetzung

Den hier vorgestellten Fragestellungen liegt die Überlegung zugrunde, dass ausgehend von der derzeitigen Situation und vor dem Hintergrund der geltenden energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen, Biomasse auch weiterhin in Nutzungspfaden zur Produktion sowohl von Wärme und Strom als auch von Kraftstoffen umgesetzt wird. Für die Wärmebereitstellung spricht deren derzeitige Rolle als mit Abstand wichtigste energetische Nutzungsform von Biomasse. Hier seien die umfangreiche Brennholznutzung (/Mantau 2004/), die steigende Anzahl an Heiz(kraft)werken (/Staiß 2003/, /Staiß 2007/) und die zunehmende Pelletnutzung (/DEPV 2008b/) genannt.

Die Stromproduktion hat vor allem aufgrund der derzeitigen Förderstruktur für erneuerbare Energien /EEG 2004/ zugenommen. Trotz der stufenweisen Reduktion der Einspeisevergütung wird auch in Zukunft die Stromproduktion eine anhaltende Förderung erfahren. Damit ist eine weitere Zunahme der Strombereitstellung aus Biomasse zu erwarten.

Für die Bereitstellung regenerativer Kraftstoffe besteht momentan weder eine technologisch ausgereifte noch eine ökonomisch tragfähige Alternative zur Verwendung von Biomasse. Diese Gründe sprechen dafür, dass auch in Zukunft parallel Nutzungspfade zur Bereitstellung von Wärme, Kraftstoff und Strom eingeschlagen werden.

Als Konsequenz daraus ergibt sich, dass die Konkurrenz um die vorhandenen Biomasse- und Flächenpotenziale zunehmen wird. Freie Biomassepotenziale werden in Zukunft in zunehmendem Maße ausgeschöpft. Der Konkurrenzdruck auf bereits in Verwendung befindliche Potenzialanteile, z. B. das Industrieholzsortiment in der Forstwirtschaft, wird sich verstärken. Auch im Hinblick auf die Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche für den Energiepflanzenanbau wird vor dem Hintergrund der Entwicklungen der letzten Jahre mit einem weiterhin zunehmenden Anbau von Energiepflanzen zu rechnen sein.

Die Thematik „Teller oder Tank“, d. h. die Konkurrenz um Anbaufläche zwischen der Nahrungs- und Futtermittelproduktion und der Energiebereitstellung spielt vor diesem Hintergrund eine ebenfalls zunehmend wichtigere Rolle. Diese Problematik ist allerdings aufgrund der stark weltmarktorientierten Preisentwicklung für Nahrungs- und Futtermittel von den Entwicklungen in Deutschland nur geringfügig beeinflusst. Der Einfluss der

steigenden Nachfrage nach Biomasse als Energieträger auf die Nahrungs- und Futtermittelproduktion und die Einflüsse auf die Preisentwicklung der Biomasserohstoffe kann nur schwer quantifiziert werden. Daher werden diese bei der hier vorgestellten Arbeit nicht untersucht.

Die einzelnen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen werden durch die verschiedenen möglichen Nutzungsoptionen unterschiedlich stark umgesetzt. D. h. konkret, dass die zahlreichen Nutzungspfade unterschiedliche Potenziale für die Minderung der Treibhausgasemissionen, die Substitution fossiler Energieträger sowie stark von einander abweichende Gestehungskosten und Energieeffizienzen aufweisen. Überdies sind die verschiedenen Nutzungsoptionen mit unterschiedlich starken Abhängigkeiten von den finanziellen Fördermitteln verbunden. Die Schwelle zu einem ökonomisch tragfähigen Konzept ohne eine Förderung ist bei den zahlreichen Optionen unterschiedlich hoch, einige haben sie bereits überschritten.

Aus der Zusammenschau dieser Annahmen ergibt sich die Schlussfolgerung, dass der Ausbau der Bioenergie zum Zwecke der Minderung der Treibhausgasemissionen und der Substitution fossiler Energieträger unter Gewährleistung einer gleichzeitig möglichst kostengünstigen Energiebereitstellung besonders erfolgreich umgesetzt werden kann, wenn aus der Vielzahl der Möglichkeiten besonders vielversprechende Nutzungsoptionen identifiziert und bevorzugt umgesetzt und gefördert werden.

Damit ergeben sich vor dem Hintergrund der oben genannten Annahmen und Überlegungen im Hinblick auf die Integration der Bioenergie in das Energiesystem Deutschland, folgende **Fragestellungen:**

- Wie können die beschränkten Biomasse- und Flächenpotenziale in Deutschland im Hinblick auf die Treibhausgasminderung und die Substitution fossiler Energieträger effizient genutzt werden?
- Welche Nutzungsoptionen können unter technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten als besonders vorteilhaft beurteilt werden und welche Endenergieformen sind bei der energetischen Nutzung von Biomasse anderen vorzuziehen?
- Welche Entwicklungspotenziale weist die Bioenergie im Energiesystem Deutschland unter Berücksichtigung der Konkurrenz der Bioenergieoptionen untereinander, der Konkurrenz zu den konventionellen Energiebereitstellungsverfahren und anderen erneuerbaren Energieträgern und -quellen sowie in Anbetracht energiepolitischer und -wirtschaftlicher Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030 auf?

- Welche Beiträge zur Minderung der Treibhausgasemissionen und der Substitution fossiler Energieträger kann die Bioenergie bis zum Jahr 2030 leisten und mit welchen Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten ist dies verbunden?
- Wie kann bei der ganzheitlichen Beurteilung der unterschiedlichen Bioenergieoptionen methodisch vorgegangen werden, welche Eigenschaften eignen sich für den Vergleich und die Bewertung der Optionen und welche methodischen Schwierigkeiten ergeben sich dabei?

Vor dem Hintergrund dieser Fragestellungen und dem übergeordneten Ziel, einen Beitrag zur möglichst umfassenden und ganzheitlichen Beurteilung der unterschiedlichen Nutzungsoptionen für die energetische Biomassenutzung zu leisten, sind die **Ziele dieser Arbeit** folgende:

- 1) Analyse und Identifizierung der heute und zukünftig aussichtsreichsten energetischen Nutzungsmöglichkeiten für Biomasse im Hinblick auf deren technische, ökonomische und ökologische Eigenschaften
- 2) Darstellung der Entwicklungsmöglichkeiten der Bioenergie im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030 und der damit verbundenen Beiträge zur Minderung der Treibhausgasemissionen, der Substitution fossiler Energieträger und der gesamtwirtschaftlichen Kosten anhand einer Szenariobetrachtung

1.2 Biomassepotenziale und derzeitige Biomassenutzung in Deutschland

Biomassepotenziale

In den letzten Jahren wurden teils umfassende Potenzialerhebungen und -berechnungen (vgl. /Kaltschmitt und Hartmann 2001/, /Staiß 2003/, /WI 2006a/) für Deutschland durchgeführt. Damit wurde eine belastbare Datengrundlage für die Abschätzung der Beiträge der Bioenergie zur Energiebereitstellung und zum Energieverbrauch geschaffen. Dabei wird zumeist das technische Potenzial, in einigen Fällen auch das freie Potenzial abgeschätzt.

Das technische Potenzial beschreibt den Teil des gesamten theoretischen Biomassepotenzials, der in Anbetracht des derzeitigen Standes der Technologie, z. B. zur Ernte oder Aufbereitung der Biomasse, und unter Berücksichtigung von zusätzlichen Rahmenbedingungen, z. B. Hangneigung der Erntefläche, als technisch nutzbar einzustufen ist. Das technische Potenzial setzt sich dabei aus den einzelnen Potenzialen von Holz (Waldrestholz, Altholz, Industrierestholz, Landschaftspflegeholz, Waldholz) landwirtschaftlichen Abfällen und Reststoffen, Siedlungsabfällen und Energiepflanzen zusammen.

/Aretz und Hirschl 2007/ geben einen Überblick über bestehende Studien, deren Methodik und Ergebnisse. Danach beträgt das nachhaltige Biomassepotenzial in Deutschland derzeit bis

zu 1.200 PJ/a. Dabei wird eine Anbaufläche für Energiepflanzen von rund 2,0 Mio. ha zugrunde gelegt. Bei einer deutlichen Steigerung der Anbaufläche kann das Gesamtpotenzial nochmals deutlich erhöht werden.

In der vorliegenden Arbeit wird angenommen, dass sich das derzeitige Gesamtpotenzial für Biomasse auf der Grundlage der oben genannten Potenzialerhebungen bei einer Anbaufläche von 2,0 Mio. ha auf 1.239 und bei 4,0 Mio. ha auf 1.589 PJ/a beläuft (vgl. Tabelle 1-1). Damit kann die Biomasse theoretisch zu etwa 8,9 bzw. 11,4 %, bezogen auf den Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007 (13.993 PJ, /BMWi 2008/), beitragen.

Tabelle 1-1: Annahmen für das derzeitige technische Biomassepotenzial in Deutschland in [PJ/a] (verändert nach /Kaltschmitt und Hartmann 2001/, /Staiß 2003/, /WI 2006a/, /Aretz und Hirschl 2007/ und eigene Annahmen)

| Potenzialkategorie | | [PJ/a] | |
|---|--|--------------|--------------|
| Holz | Waldrestholz | 180 | |
| | Waldrestholz (zusätzlich erschließbar) | 140 | |
| | Industrierestholz | 55 | |
| | Landschaftspflegeholz | 5 | |
| | Altholz | 90 | |
| | Abfall (Holzanteil) | 22 | |
| Landwirtschaftliche und andere Reststoffe | Stroh | 120 | |
| | Grüngut (Offenland) | 25 | |
| | Landschaftspflegematerial | 10 | |
| | Klärschlamm | 20 | |
| Biogassubstrate | Tierische Exkrememente | 110 | |
| | Ernterückstände | 70 | |
| | Abfälle aus Industrie/Gewerbe | 10 | |
| | Org. Siedlungsabfall | 12 | |
| | Klärgas | 10 | |
| | Deponiegas | 10 | |
| Energiepflanzen | | 2,0 Mio. ha | 4,0 Mio. ha |
| | Energiepflanzen (Anbaumix*) | 350 | 700 |
| Summe | | 1.239 | 1.589 |

* Anbaumix aus 50% Raps, 25% Mais (für Biogas), 15 % Getreide (für Biogas/Ethanol), 10% mehrjährige Energiepflanzen (KUP, Miscanthus)

Vor dem Hintergrund der Diskussion über die Konkurrenz zwischen der Energiepflanzenproduktion und der Produktion von Lebens- und Futtermitteln um Anbaufläche („Teller oder Tank“-Diskussion) wird angenommen, dass eine Ausweitung des Energiepflanzenanbaus in Deutschland auf 4,0 Mio. ha aufgrund von z. B. Ertragssteigerungen möglich ist, ohne dabei das Niveau der derzeitigen Produktion an Nahrungs- und Futtermitteln zu senken. Dabei wird unterstellt, dass die Ertragssteigerung der letzten Jahre /Destatis 2008/ teilweise weitergeführt und somit eine Erweiterung des Energiepflanzenanbaus auf 4 Mio. ha erfolgen kann.

Energetische Biomassenutzung in Deutschland

Die energetische Biomassenutzung in Deutschland hat über die letzten Jahre deutlich zugenommen /BMU 2008/. In Abb. 1-1 ist einerseits die Entwicklung der Produktion der Endenergieträger Wärme, Strom und Kraftstoff aus Biomasse bis zum Jahr 2007 (/BMU 2008/) und andererseits die damit verbundene Nutzung von biogenen Primärenergieträgern (eigene Berechnungen) dargestellt. Die Angaben des BMU über den Primärenergieverbrauch (PEV) von Biomasse (672,5 PJ im Jahr 2007 bei einem Endenergieverbrauch (EEV) von 548,6 PJ) sind nicht nachvollziehbar und werden daher hier nicht dargestellt. Das BMU setzt bei der Bereitstellung von Wärme und Kraftstoffen den Endenergieaufwand ohne die Anrechnung eines Umrechnungsfaktors gleich dem Primärenergieaufwand. Daher beruhen die hier aufgeführten Ergebnisse für den Primärenergieverbrauch auf eigenen Berechnungen, die auf der Grundlage des vorliegenden Endenergieverbrauches, durchschnittlicher Nutzungsgrade bei der Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung und unterschiedlicher Anteile verschiedener Nutzungs- und Konversionstechnologien bei der Biomassenutzung durchgeführt wurden (Annahmen siehe Tabelle Anhang A-1). Dabei wurde berücksichtigt, dass sowohl die Wärme als auch Strom teilweise aus KWK-Technologien bereitgestellt wird und sich sowohl die Anteile der Technologien an der Biomassenutzung als auch die jeweiligen Nutzungsgrade seit 1997 verändert und weiterentwickelt haben. Der hier angegebene PEV sollte daher als näherungsweise Abschätzung verstanden werden.

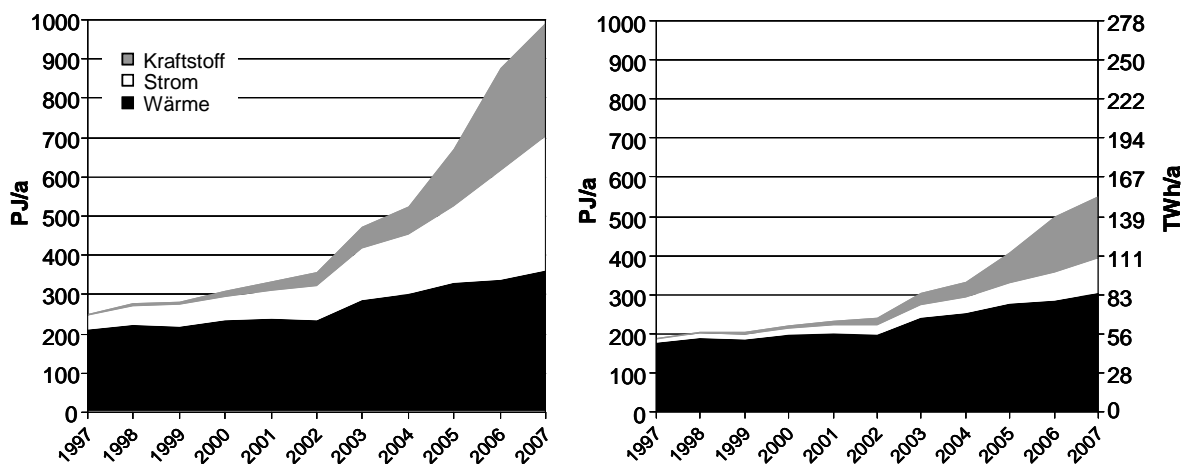


Abb. 1-1: Historische Entwicklung der Nutzung von biogenen Primärenergieträgern zur Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen (links, eigene Berechnungen auf der Grundlage von /BMU 2008/) und die Endenergiebereitstellung (rechts, /BMU 2008/) aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2007

Angaben über die Anteile importierter Primär- oder Endenergieträger werden in /BMU 2008/ nicht gemacht. Es ist allerdings davon auszugehen, dass bei der Nutzung von Bioenergieträgern auch der Import eine nennenswerte Rolle spielt und damit der hier errechnete PEV aus Biomasse von rund 1.000 PJ im Jahr 2007 nicht vollständig aus

heimischer Biomasse gedeckt wird. Genannt seien hier Importe von Rapsmethylether (RME) und Rapssaat, Pflanzenöl, Ethanol, Biomassepellets, etc.

Es ist zu erkennen, dass in allen Bereichen und in besonderem Maße bei der Kraftstoffbereitstellung eine starke Zunahme zu verzeichnen ist. Dabei trägt die Biomasse im Jahr 2007 in Deutschland zur gesamten Bereitstellung von Wärme rund 6,2 %, zur Bereitstellung von Strom 3,0 % und zur Nutzung von Kraftstoffen 7,6 % bei /BMU 2008/.

Bei einer näheren Betrachtung der unterschiedlichen genutzten Rohstoffe ist eine Zunahme in beinahe allen Rohstoffklassen zu erkennen. Dabei haben besonders die Nutzung von Energiepflanzen zur Produktion von Biokraftstoffen (Raps, Getreide) und Biogas (Mais, Getreide) sowie die energetische Nutzung von Alt- und Resthölzern und Waldrestholz zugenommen. Dies spiegelt sich sowohl in einer stetig zunehmenden Produktionskapazität für Biodiesel (RME), Bioethanol und Holzpellets als auch dem Anstieg der Anzahl an Biomasseheiz(kraft)werken und installierten Pelletkesseln in Deutschland wider (vgl. dazu /Staiß 2007/, /DEPV 2008a/, /DEPV 2008b/). Auch die Zunahme des Rapsanbaus für die Biodieselherstellung sowie des Mais- und Getreideanbaus für die Ethanolherstellung stellt eine Reaktion auf eine zunehmende Nachfrage für Biomasse zum Zwecke einer energetischen Nutzung dar /FNR 2009/.

1.3 Ganzheitliche Bilanzierung und Bewertung konkurrierender Optionen der energetischen Biomassenutzung

Parallel zu den Potenzialerhebungen und -berechnungen wurden in den letzten Jahren zunehmend auch Arbeiten im Bereich der ganzheitlichen Bilanzierung und der Lebenszyklusanalyse auf der Grundlage von Prozesskettenanalysen für die energetische Nutzung von Biomasse durchgeführt. Die Untersuchungen weisen z. T. deutlich unterschiedliche Herangehensweisen und Untersuchungsrahmen auf. Daher sind deren Ergebnisse nur bedingt vergleichbar und tragen daher auf unterschiedliche Weise zu der Diskussion um eine vorteilhafte Biomassenutzung bei.

Dabei setzen die Arbeiten zumeist Schwerpunkte auf die Nutzung verschiedener Rohstoffe, Konversionsverfahren und Endenergieträger. So wurden detaillierte Untersuchungen mit dem Fokus auf bestimmten Konversionstechnologien wie die Vergasung (/FNR 2004/, /FNR 2006c/) oder die Biogasgewinnung (/FNR 2006a/, /WI 2006a/) aber auch im Hinblick auf unterschiedliche Endenergieträger wie Biokraftstoffe (/FNR 2006d/), Strom (/VDI 2004/) oder Biogas als Erdgassubstitut (/FNR 2006b/) erstellt. Aber auch auf bestimmte Aspekte wie die Ökologie oder die Wirtschaftlichkeit der Biomassenutzung wurde in einigen Studien der Schwerpunkt gelegt.

Für die Mehrheit der Studien gilt, dass die Bereiche Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung dabei weitestgehend getrennt voneinander betrachtet werden bzw. es wird in den Studien zumeist einer der Endenergieträger in den Fokus gerückt. Die grundsätzliche Frage nach einer zu bevorzugenden Art der energetischen Biomassenutzung

wird allerdings nur vereinzelt gestellt und in einem engen Betrachtungsrahmen beleuchtet. Die Beantwortung der Frage beschränkt sich z. B. auf den Aspekt der Substitutionspotenziale für fossile Energieträger (vgl. /Nussbaumer 2005/), die eher mobile oder stationäre Nutzung (vgl. /Staiß et al. 2003/) oder die Nutzung des Festbrennstoffes Holz (vgl. /Bundesamt für Energie 1998/, /Wolff 2004/). Die Ergebnisse der Studien sollen im Folgenden unterteilt nach deren Schwerpunkten detaillierter vorgestellt werden.

Die Untersuchung der **ökologischen Aspekte** beschränkt sich zumeist auf die Emissionen der Biomassenutzung in Form von Treibhausgasemissionen aber auch der Emissionen mit versauernder und eutrophierender Wirkung. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen /SRU 2007/ weist trotz der Vielzahl an existierenden Studien auf die nicht hinreichende ökobilanzielle Betrachtung der Biomasseproduktion und -nutzung hin und schlussfolgert daraus, dass eine abschließende Bewertung der Klimafolgen nicht möglich ist. Es wird jedoch festgehalten, dass die bisherigen Ergebnisse andeuten, dass die stationäre Nutzung von Biomasse aus ökologischer Sicht gegenüber der Produktion von Kraftstoffen vorteilhaft ist.

Das Wuppertal Institut /WI 2006a/ weist der Nutzung von Biomasse ein erhebliches Potenzial für die Minderung der Treibhausgasemissionen zu. Allerdings ist bei der energetischen Nutzung von Biomasse stets auch ein erhöhtes Maß an Emissionen von versauernder und eutrophierender Wirkung im Vergleich zur Nutzung fossiler Energieträger zu verzeichnen. Dies ist insbesondere bei der Produktion und Nutzung von Biogas festzustellen.

In /Bundesamt für Energie 2007a/ wird auf ähnliche Ergebnisse verwiesen. Hier wird vor allem der Anbau der Biomasse für einen Großteil der Emissionen verantwortlich gemacht. Sehr viel geringer wird hier der Einfluss der Produktion der Kraftstoffe und deren Transport eingestuft. Auch hier können abgesehen von den THG-Emissionen für andere Umweltindikatoren bei der Nutzung von Biokraftstoffen höhere Belastungen auftreten als bei fossilen Kraftstoffen.

Neben der Biogasproduktion hat in den letzten Jahren besonders die Bereitstellung von Biokraftstoffen zugenommen. Nach /Ifeu 2006/ ist eine eindeutige Bewertung verschiedener Verfahren für die Herstellung von Biomass-To-Liquid (BTL)-Kraftstoff im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen anhand der Ergebnisse der Ökobilanzierung nicht möglich. Wenn eine Präferenz auf die Energieeinsparung und die Verminderung der CO₂-Emissionen gelegt wird, dann sind Biokraftstoffe den fossilen Treibstoffen vorzuziehen. Wenn die Versauerung oder der Ozonabbau betrachtet werden, dann erweisen sie sich eher als nachteilig. Ebenso wenig eindeutig ist die Frage nach den besten energetischen Nutzungsoptionen für Biomasse unter ausschließlich ökologischen Aspekten zu beantworten. Die Betrachtung von ökonomischen und technischen Größen bleibt bei dieser Studie aus.

Auch die **Wirtschaftlichkeit** der Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen aus Biomasse wird untersucht. /Leible et al. 2006/ beleuchtet die Bereitstellung von BTL-Kraftstoff anhand der Gestehungskosten und CO₂-Minderungskosten und stellt sie der Wärme- und Stromproduktion aus Biomasse aber auch aus fossilen Energieträgern als

Referenz gegenüber. Dabei werden die Bioenergieträger Stroh und Waldrestholz betrachtet, der Energiepflanzenanbau und andere Rohstoffe werden nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wärmeerzeugung aus Biomasse bereits die Wettbewerbsfähigkeit zu den fossilen Optionen erreicht hat und nahezu ohne Subventionen auskommt. Bei der Bereitstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen besteht allerdings ein deutlicher Subventionsbedarf. Ähnlich stellt sich die Situation bei den CO₂-Minderungskosten dar. In /WBGU 2003/ wird geschlussfolgert, dass die Wärmebereitstellung vor allem im Hinblick auf ökonomische Aspekte anderen Nutzungsoptionen überlegen ist, aber auch die Stromproduktion in Dampfturbinen (DT) und die Biogasnutzung können u. U. kostengünstig sein.

Unter dem Aspekt der Ökonomie schlussfolgert /Leible 2006/, dass biogene Rest- und Abfallstoffe als Energieträger deutlich vorteilhafter als gezielt angebaute Energiepflanzen sind. Überdies sind sie aufgrund der eingeschränkten Verwendungsalternativen einem geringeren Konkurrenzdruck ausgesetzt. Er schlussfolgert, dass die Konkurrenz aufgrund der zunehmenden Wärme-, Treibstoff- und Stromproduktion aus Biomasse die Rohstoffpreise ansteigen lassen wird. Trotzdem sind aufgrund der stark beschränkten Potenziale der Rest- und Abfallstoffe die absoluten Beiträge zum Primärenergieverbrauch im Vergleich zu anderen Bioenergieträgern wie Energiepflanzen oder Waldholz geringer.

Auch der derzeitige Stand und die Weiterentwicklung von **Konversionstechnologien** werden in der Literatur analysiert und diskutiert. Der Entwicklungsstand der zahlreichen Feuerungssysteme kann sowohl vor dem Hintergrund der Jahrzehnte langen Erfahrung bei der Anwendung und Weiterentwicklung der Technologien als auch der Realisierung von zahlreichen Anlagenkonzepten als ausgereift betrachtet werden. Die Technologie für die KWK-Nutzung von Biomasse in Dampfkraftanlagen kann ebenfalls als marktreif und kommerziell nutzbar eingestuft werden /WBGU 2003/. Die Organic-Rancine-Cycle (ORC)-Technologie ist im Begriff die Schwelle von der Demonstrationsphase hin zur kommerziellen Anwendung zu überschreiten. Nach /FNR 2006c/ haben die Verfahren der thermochemischen Vergasung von Biomasse das Stadium der Demonstrationsphase noch nicht überwunden. Es besteht teilweise noch erheblicher Entwicklungsbedarf einiger Systemkomponenten. Konzepte mit einer motorischen Nutzung des Produktgases aus Festbett- und Bewegtbettverfahren erhalten in dieser Untersuchung vergleichsweise hohe Bewertungen. Nach /WI 2006a/ ist der Bereitstellung von SNG aus der Vergasung von Biomasse ein erhebliches Steigerungspotenzial zuzuschreiben, wenn die Weiterentwicklung der Technologie erfolgreich vorangetrieben wird. Ein Hauptaugenmerk sollte bei der Weiterentwicklung der Konversionstechnologien auch auf die im Vergleich zu konventionellen Energieträgern wie Erdgas oder Heizöl erhöhten Staubemissionen /3N 2008/ gerichtet werden. Dies trifft besonders auf die Kleinanlagen für Hackschnitzel und Pellets zu, bei denen Filteranlagen, wie sie in Heiz(kraft)werken Einsatz finden, bislang nicht verfügbar bzw. wirtschaftlich sind.

Die Verfahren zur Produktion von Kraftstoffen der 1. Generation sind als ausgereift und kommerziell nutzbar einzustufen. Sie werden erfolgreich bereits seit mehreren Jahrzehnten umgesetzt. Nach /FNR 2003a/ zeigt der Stand der Technologie für die Produktion von Ethanolkraftstoff der 2. Generation noch einen erheblichen Bedarf zur Weiterentwicklung. Dies betrifft vor allem den enzymatischen Aufschluss der Lignocellulose und die Vergärung von Pentosen. Die Bereitstellung von BTL-Kraftstoffen befindet sich ebenfalls im Stadium der Demonstrationsphase und hat bis dato die Schwelle hin zur kommerziellen Anwendung noch nicht überschritten.

Zur Klärung der Frage nach einer vorteilhaften Art der Biomassenutzung bzw. der **Konkurrenz unterschiedlicher Nutzungsoptionen** beleuchtet /Nussbaumer 2005/ die alternative Bereitstellung von Strom, Wärme und Treibstoffen anhand der Größen „kumulierter Energieaufwand“ und „Erntefaktor“. Dabei beschränkt sich der Autor auf den Rohstoff Holz. Es wird geschlussfolgert, dass die Substitutionswirkung des Einsatzes von Treibstoffen aus Holz im Verkehrsbereich lediglich 50 - 70 % der Substitutionswirkung des Einsatzes von Holz in einer Holzheizung erbringt. Die Wärmeerzeugung ist daher aus der Sicht der Ressourcenökonomie der Treibstoffherstellung vorzuziehen. /Nitsch et al. 2004/ kommt zu einem ähnlichen Ergebnis und schlussfolgert, dass sich die Wärme- bzw. Stromproduktion im Gegensatz zur Kraftstoffbereitstellung aus ökologischer und ökonomischer Sicht vorteilhafter darstellt.

/Staiß et al. 2003/ greift die Frage nach der Konkurrenz zwischen der stationären oder mobilen Nutzung von Biomasse aus dem Blickwinkel einer verstärkten Kraftstoffbereitstellung auf. Die Ergebnisse zeigen, dass die bis zum Jahr 2007 existierenden gesetzgeberischen Rahmenbedingungen die Anwendung von Biomasse im stationären Bereich bevorzugen. Durch einen starken Ausbau der stationären Nutzung wird deren Bedeutung gegenüber der mobilen Nutzung weiter zunehmen. Der Autor hält die Entstehung eines Nutzungskonflikts um die begrenzten Ressourcen und die Erhöhung der Importe regenerativer Kraftstoffe für möglich.

Das Bundesamt für Energie /Bundesamt für Energie 1998/ betrachtet für die Schweiz die Konversionsverfahren Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse unter den Gesichtspunkten Stand der Technik, Ökonomie und Ökologie. Damit beschränkt sie den Untersuchungsumfang auf die Betrachtung verholzter und damit fester Bioenergieträger ohne deren Produktion und Bereitstellung zu berücksichtigen. Die Autoren schlussfolgern, dass die Verbrennungssysteme zur Wärmebereitstellung und die KWK-Nutzung den übrigen untersuchten Konversionstechnologien vorzuziehen sind. Der Pyrolyse und Vergasung zur Bereitstellung von Kraftstoffen werden dabei eher geringe Entwicklungspotenziale vor allem im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit zugewiesen.

Das Wuppertal Institut /WI 2006a/ untersucht schwerpunktmäßig die Erzeugung und Nutzung von Biogas und vergleicht diese mit einer engen Auswahl an energetischen Nutzungsoptionen von Holz, Energiepflanzen und fossilen Referenztechnologien. Hierbei wird der Schwerpunkt

der Untersuchungen auf die Umweltwirkungen und die Kosten der Energiebereitstellung gelegt. Eine Abschätzung der Entwicklung der Biogasnutzung in Deutschland bis zum Jahr 2030 basiert auf der Entwicklung der Rohstoff- und Flächenpotenziale. Danach wird ein erhebliches Potenzial für den Ausbau der Biogasproduktion bescheinigt. Auch hier bleibt die Betrachtung der Konkurrenz zu anderen erneuerbaren und konventionellen Energieträgern mittels eines systemaren Ansatzes aus.

In einer anderen Studie vergleicht das Wuppertal Institut /WI 2006b/ unterschiedliche Verfahren der BTL-Produktion mit einer engen Auswahl an alternativen Anwendungen im Bereich der Kraftstoff- aber auch der Strom- und Wärmeproduktion. Die Flächenerträge aber auch spezifische Substitutionspotenziale für fossile Energieträger und Minderungspotenziale für Treibhausgasemissionen stehen neben den Kosten der Energiebereitstellung im Mittelpunkt der Kurzstudie. Es wird geschlussfolgert, dass unter Klimaschutzaspekten die Verstromung der Biomasse mit hohen Abwärmenutzungsgraden der Produktion von Kraftstoffen vorzuziehen ist. Hohe Treibhausgasminderungen werden vor allem durch die Wärmebereitstellung erbracht, wobei durch die BTL-Produktion ähnlich hohe Werte erzielt werden können.

In der Literatur wird die Nutzung von Biomasse auch im Zusammenhang einer **systemischen Betrachtung** analysiert. /Nitsch et al. 2004/ diskutiert auf Basis einer Szenariobetrachtung Ausbaumöglichkeiten der erneuerbaren Energien. Dabei wird neben der Windenergie auch der Bioenergie ein erhebliches Zuwachspotenzial zugeschrieben. In /Öko-Institut 2004/ wird in ähnlicher Weise ein Schritt hin zur Abschätzung der Biomasseentwicklung unter umwelt- und energiepolitischen Rahmenbedingungen und unter Berücksichtigung von energietechnischen Weiterentwicklungen und Entwicklungen der Energienachfrage gemacht. Dabei wird ein am Ökoinstitut entwickeltes Instrumentarium zur Szenarioberechnung verwendet und z. T. auf Ergebnisse und Annahmen aus /Nitsch et al. 2004/ zurückgegriffen. Die Bereiche Strom, Wärme und Treibstoffe werden getrennt voneinander untersucht und deren Ergebnisse weitgehend unabhängig voneinander präsentiert. Die Konkurrenzsituation zu den im bestehenden Energiesystem dominierenden konventionellen Energiebereitstellungsverfahren bleibt unbeachtet. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass eine effiziente Nutzung von Biomasse zur Bereitstellung von BTL-Kraftstoffen erst ab etwa 2020 erwartet wird. In allen Szenarien wird durch die verstärkte Nutzung von Biomasse gegenüber dem Referenzszenario eine erhebliche Reduktion der Klimagasemissionen bewirkt.

Die Einordnung und Bewertung einzelner **Förderinstrumente** und der derzeitigen Förderlandschaft in Deutschland wurde in wenigen Arbeiten diskutiert. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen /SRU 2007/ weist auf die Segmentierung der Förderlandschaft und deren Einfluss auf die Entwicklung der Biomassenutzung hin. Es zeigt sich, dass eine derartige Segmentierung der Förderung in allen Bereichen, wie der Strom- und Wärmebereitstellung sowie der Produktion von Kraftstoffen, gegenüber einer auf wenige

Nutzungspfade konzentrierten Biomassenutzung aus umweltpolitischen als auch wirtschaftlichen Gesichtspunkten kontraproduktiv ist. Der Sachverständigenrat schlussfolgert, dass eine stärkere Einbeziehung der CO₂-Äquivalente von Lachgas und Methan in den Bilanzierungen der gesamten Prozessketten von der Produktion der Biomasse bis hin zu den Endenergieträgern notwendig ist, um den THG-Handel in Zukunft erfolgreich zu gestalten.

Zusammenfassung

Es gibt bereits eine Vielzahl von Studien in denen mittels Prozesskettenanalyse vorwiegend die ökologischen aber auch die ökonomischen Aspekte der energetischen Biomassenutzung untersucht und z. T. bewertet werden. Zumeist werden dabei allerdings nur ein geringer Umfang an Rohstoffen oder nur wenige Konversionstechnologien miteinander verglichen. Daher gelten die Aussagen lediglich für einen beschränkten Rahmen. Die Ergebnisse der verschiedenen Studien sind dabei aufgrund der z. T. sehr unterschiedlichen Annahmen und Rahmenbedingungen nur sehr eingeschränkt miteinander vergleichbar. Der direkte Vergleich zwischen Pfaden zur Produktion von Strom, Wärme und Kraftstoff vor dem Hintergrund der Frage nach einem zu bevorzugenden Nutzungspfad oder Endenergieträger ist bisher noch nicht in einem umfangreichen Rahmen erfolgt. Eine zusammenfassende Bewertung der unterschiedlichen Optionen unter technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten steht bisher aus. Die Tendenz, dass die Wärmebereitstellung aber auch die KWK-Nutzung von Biomasse der Kraftstoffbereitstellung aus ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten vorzuziehen ist, wird anhand der unterschiedlichen Ergebnisse allerdings deutlich.

Die Konkurrenz der Bioenergieoptionen zu anderen erneuerbaren und den konventionellen Energieträgern im Energiesystem Deutschland wird in existierenden Untersuchungen nicht oder nur unzureichend berücksichtigt. Die Ausbaumöglichkeiten der Bioenergie im Energiesystem vor dem Hintergrund dieser Konkurrenzsituation und die mit der Biomassenutzung verbundenen Beiträge zur Senkung der Treibhausgasemissionen wurden bisher nicht ausreichend untersucht. Auch die Auswirkungen der Integration der Bioenergie in das Energiesystem Deutschland auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten wurden bisher noch nicht betrachtet. Auf der Grundlage einer methodisch konsistenten Vorgehensweise lässt sich bisher keine eindeutige und belastbare Aussage zu der Frage ableiten, welcher der Endenergieträger unter welchen Gesichtspunkten vorzugsweise zu produzieren ist und welche der Bereitstellungsoptionen zu bevorzugen sind. Auch die Frage nach einer vorteilhaften Flächennutzung im Hinblick auf den Energiepflanzenanbau bleibt weitgehend unbeantwortet. Anhand der Betrachtung der vorgestellten Studien kann für die hier vorliegende Arbeit geschlussfolgert werden, dass eine umfangreiche und detaillierte Analyse der heute und zukünftig wichtigen Nutzungspfade für Biomasse mittels eines konsistenten methodischen Ansatzes, einer einheitlichen Datenbasis und einheitlicher Rahmenannahmen zu einer umfassenden Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der Produktion von Wärme, Strom und Kraftstoff noch nicht vorliegt.

Auf der Grundlage des hier diskutierten derzeitigen Erkenntnisstandes ist zu erwarten, dass die stark unterschiedlichen existierenden Ergebnisse durch die vorliegende Arbeit und des hier gewählten methodischen Ansatzes konkretisiert werden können. Zudem kann vor dem Hintergrund der hier formulierten Zielstellungen ein belastbarer Beitrag zur Diskussion über eine vorteilhafte Nutzung von Biomasse und zur Identifizierung sinnvoller und zielführender Nutzungspfade geleistet werden.

Eine modellgestützte Integration der Nutzungspfade in das Energiesystem lässt zudem neue Erkenntnisse über den Ausbau der Bioenergie im Energiesystem bis zum Jahr 2030 und die damit verbundenen Beiträge zur THG-Emissionsminderung, der Substitution fossiler Energieträger und der gesamtwirtschaftlichen Kosten erwarten. Damit stehen zusätzliche Informationen für die Beantwortung der Frage nach einer Strategie für die energetische Nutzung von Biomasse als Bestandteil einer gesamtdeutschen Energiestrategie zur Verfügung und füllen eine bisher bestehende Wissenslücke aus.

2 Untersuchungsumfang und Methoden

In Abb. 2-1 ist Vorgehensweise der Arbeit, beginnend von der Auswahl und Definition des Untersuchungsumfangs und des Bilanzierungsrahmens über die angewandten Analysemethoden bis zur Zusammenführung der Ergebniskomplexe, schematisch dargestellt.

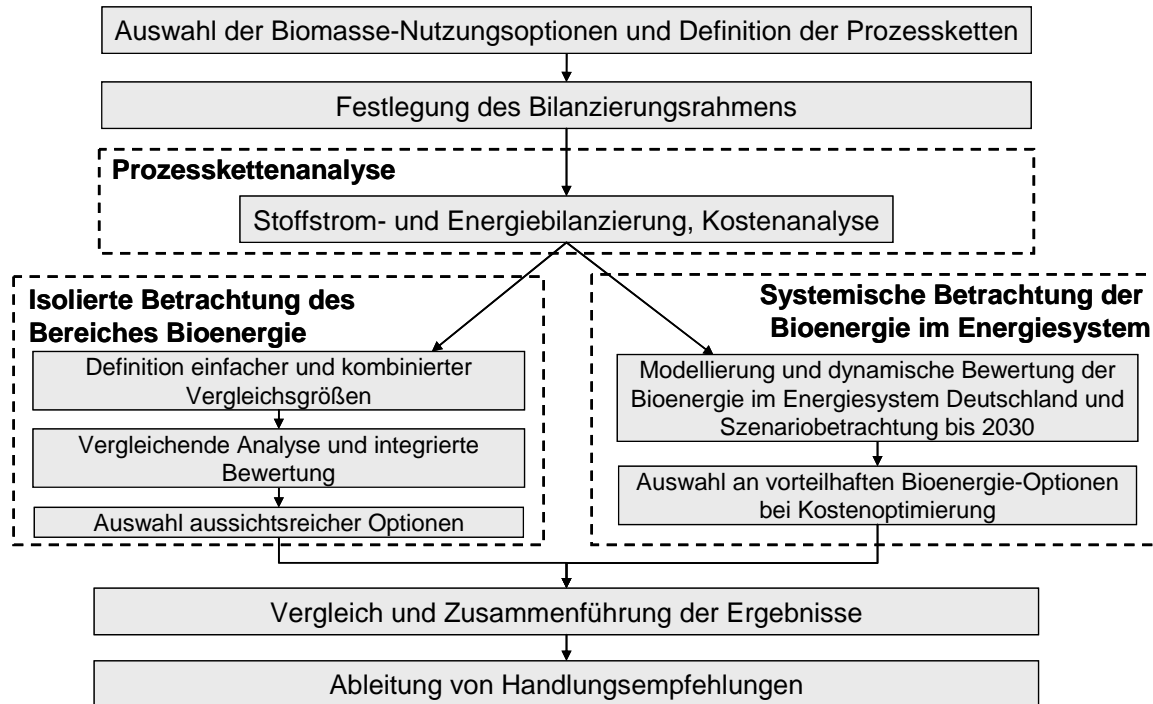


Abb. 2-1: Vorgehensweise und Methoden der Arbeit

Die Identifizierung und Auswahl aussichtsreicher Nutzungspfade erfolgt auf der Grundlage einer umfassenden Prozesskettenanalyse unter technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten. Die Analyseergebnisse werden zum einen für die isolierte Betrachtung des Sektors Bioenergie (Kapitel 3) und zum anderen für eine systemische Betrachtung der Biomassenutzungspfade im Energiesystem Deutschland (Kapitel 4) genutzt.

In der isolierten Betrachtung erfolgen eine vergleichende Analyse und eine integrierte Bewertung der Nutzungspfade anhand unterschiedlicher technischer, ökonomischer und ökologischer Vergleichsgrößen (vgl. Kapitel 2.4).

In der systemischen Betrachtung werden die Nutzungspfade für Biomasse mittels eines modellgestützten Ansatzes systemisch-dynamisch in Konkurrenz zu einander, zu anderen erneuerbaren Energieträgern- und -quellen und zu den konventionellen Bereitstellungsverfahren gesetzt und im Hinblick auf ihre Beiträge zu einer möglichst kostengünstigen Energieversorgung bewertet.

Die Ergebnisse der isolierten und der systemischen Betrachtung werden in einem weiteren Schritt verglichen und zusammengeführt.

Die Identifizierung vielversprechender Nutzungspfade und die Beantwortung der Frage nach bevorzugt zu produzierenden Endenergieträgern erfolgen demnach anhand folgender Teilschritte:

- Prozesskettenanalyse unter technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten
- Vergleich der Nutzungspfade untereinander und integrierte Bewertung
- systemische Bewertung der Nutzungspfade im Energiesystem Deutschland (ESYS D)

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte der Vorgehensweise und die Methoden näher beschrieben.

2.1 Auswahl und Definition des Untersuchungsumfangs

Zu Beginn wird aus der Vielzahl der möglichen Nutzungspfade, welche sich aus der Kombination der verschiedenen Rohstoffe, Bereitstellungsverfahren und Konversionstechnologien und alternativ zu produzierenden Endenergieträgerformen ergeben, eine repräsentative Auswahl getroffen. Die Auswahl richtet sich dabei nach der derzeitigen Praxisrelevanz, dem Stand der Technik und nach dem Entwicklungspotenzial für die nahe Zukunft und bis zum Jahr 2030. Im Anschluss daran werden durch die Kombination der Biomasserohstoffe und Konversionstechnologien spezifische Prozessketten für die Nutzungspfade definiert, welche der konkreten Anwendung in der Praxis nachempfunden sind. Im Anhang sind die dazugehörigen Prozessdaten und Kennwerte für die Produktion und Bereitstellung von Biomasse (A-2 bis A-12) und für die Konversionstechnologien (A-13 bis A-27) in tabellarischer Form zusammengefasst. Für den Vergleich zur konventionellen Energiebereitstellung werden Referenzsysteme für fossile Energieträger ausgewählt und definiert.

2.1.1 Biomassearten und deren Produktion bzw. Bereitstellung

In Tabelle 2-1 sind die ausgewählten Rohstoffe dargestellt. Diese können in die Kategorien Energiepflanzen, Ernterückstände bzw. Nebenprodukte und Reststoffe unterteilt werden.

Tabelle 2-1: Auswahl und Klassifizierung der untersuchten Biomasserohstoffe

| Energiepflanzen | Ernterückstände/Nebenprodukte | Reststoffe |
|------------------------|--------------------------------------|-------------------|
| Raps - Korn | Waldrestholz | Industrierestholz |
| Triticale - Korn | Getreidestroh | Altholz |
| Triticale - GP | | Gülle |
| Mais - GP-Silage | | |
| Zuckerrübe | | |
| Pappel aus KUP | | |

GP = Ganzpflanze; KUP = Kurzumtriebsplantage

Ernterückstände und Nebenprodukte werden hier zusammengefasst, weil beide durch die Produktion eines Hauptproduktes entstehen und immer noch einen Bezug zur landwirtschaftlichen bzw. forstwirtschaftlichen Fläche zulassen. Im Gegensatz dazu fallen die

Reststoffe zwar auch durch die Produktion eines Hauptproduktes an, lassen aber keinen Bezug zur Produktionsfläche mehr zu.

Energiepflanzen

Die Berücksichtigung von Raps als Rohstoff für die RME-Produktion ist auf deren derzeitige Rolle als wichtigste Energiepflanze zurückzuführen (vgl. Kapitel 1.2).

Als Beispielkultur für den Energiegetreideanbau ist hier Triticale gewählt worden. Aufgrund der erhöhten Resistenz gegen Schädlinge und der Robustheit der Pflanze eignet sie sich insbesondere als Energiepflanze. Triticale wird hier sowohl im Hinblick auf eine Kornnutzung (z. B. für die Ethanolproduktion) als auch eine Ganzpflanzennutzung (z. B. Ballen für verschiedene Verfahren zur Festbrennstoffnutzung und Ganzpflanzensilage für die Biogasproduktion) berücksichtigt.

Als wichtige Kultur für die Biogasproduktion hat sich in den letzten Jahren Mais, besonders in Form von Ganzpflanzensilage, entwickelt. Hier wird Mais ausschließlich als Rohstoff für die Biogasproduktion betrachtet.

Zuckerrüben stellen in Deutschland derzeit den wichtigsten zuckerhaltigen Rohstoff für die Produktion von Bioethanol dar. Allerdings werden für den Zuckerrübenanbau aufgrund der relativ hohen Ansprüche der Feldfrucht an Boden, Klima und Nährstoffversorgung und dem hohen Ernte- und Pflegeaufwand keine erheblichen Ausbaupotenziale veranschlagt.

Die Produktion verholzender, mehrjähriger Pflanzen auf landwirtschaftlicher Fläche wird durch die Betrachtung der Kurzumtriebsbaumart Pappel untersucht. Eine zusätzliche Betrachtung von Weide würde sich, außer durch Unterschiede im Flächenertrag, nicht grundlegend von der Kette Pappelholz unterscheiden. Der Anbau von Kurzumtriebshölzern hat sich bislang in Deutschland über den Anbau von Versuchsflächen nur kaum weiterentwickelt. Eine statistische Erfassung der Flächen erfolgt nur ungenau. Ein gesetzgeberischer Rahmen und ein agrarwirtschaftlicher Anreiz zum Anbau schnellwachsender Hölzer existiert derzeit noch nicht.

Als Referenzsystem für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen wird hier ein- und mehrjährige Brache mit Welschem Weidelgras betrachtet. Ein landwirtschaftliches Referenzsystem für die Bilanzierung der Biomasseproduktion wird aus folgendem Grund berücksichtigt. Die landwirtschaftliche Fläche wird auch dann bewirtschaftet, wenn keine Energiepflanzen darauf produziert werden, sondern die Fläche in einer Brache bewirtschaftet wird. Die Aufwendungen in Form von Dünger, Diesel und Pflege- und Erntemaßnahmen, die bei dieser alternativen Brachebewirtschaftung anfallen, werden in Form einer Gutschrift der Energiepflanzenproduktion angerechnet.

Ernterückstände

Das Waldrestholz stellt eines der größten Biomassepotenziale in Deutschland dar. Hierbei umfasst das Waldrestholz den Schlagabraum, der bei der Aushaltung des Stamm- und Industrieholzes anfällt und bisher zumeist auf der Waldfläche zurückbleibt. Es gilt dabei zu

berücksichtigen, dass eine verstärkte Entnahme dieser Fraktion aus dem Wald mit einem erhöhten Nährstoffentzug einhergeht. Die Vollbaumernte, d. h. die vollständige Nutzung des Baumes inklusive der höherwertigen Stammabschnitte für die Energiebereitstellung, wird hier aufgrund der derzeit geringen Bedeutung für die Energieholzbereitstellung bei der Prozesskettenanalyse in Kapitel 3 nicht betrachtet. Zusätzlich zu dem Waldrestholz steht in der Forstwirtschaft mit Holz aus ungenutztem Zuwachs und Holz aus der Jungbestandspflege ein weiteres technisches Potenzial zur Verfügung. Da deren Mobilisierung und Zuführung in energetische Nutzungspfade schwierig ist, werden diese in den hier vorgestellten Untersuchungen lediglich bei Gesamtpotenzialbetrachtungen berücksichtigt. Die Stoffstrom- und Energiebilanzierung beruht auf der Bereitstellung von Waldrestholz.

Einer verstärkten energetischen Nutzung von Getreidestroh als Ernterückstand bei der Nahrungs- und Futtermittelproduktion wird ein erhebliches Entwicklungspotenzial zugewiesen. Überdies trägt der Anfall von Stroh mit rund 130 PJ/a erheblich zu den Potenzialen von energetisch nutzbaren Festbrennstoffen von insgesamt rund 800 - 890 PJ/a in Deutschland bei /Staiß 2007/. Eine vollständige Abfuhr des Strohs vom Feld führt allerdings zu einem Nährstoffentzug und verringert das Humusbildungspotenzial. Daher sollte das Stroh nur teilweise genutzt werden. Da es allerdings prozesstechnisch schwer realisierbar ist nur z. B. die Hälfte des Strohs vom Feld abzuernten wird davon ausgegangen, dass ein Landwirt im einen Jahr das Stroh vollständig abfährt und im nächsten Jahr vollständig auf dem Feld zurücklässt und in den Boden einarbeitet, um damit im Mittel etwa 50 % des Strohpotenzials zu nutzen. Daher wird in den hier durchgeführten Bilanzen von einer vollen Entnahme des Strohs ausgegangen.

Rest- und Abfallstoffe

Industrierestholz wird z. T. für die Pellet- und Brikettproduktion genutzt, stellt aber nicht den einzigen Rohstoff für die Holzpelletproduktion dar. Auch Waldholz und Altholz kann gemahlen und zu Spänen und Mehl verarbeitet und zu Pellets gepresst werden. Aufgrund der geringen derzeitigen Bedeutung für diese Verfahren in Deutschland werden andere Rohstoffe als das Industrierestholz für die Pelletproduktion nicht berücksichtigt. Der Reststoff Altholz wird aufgrund der relativ günstigen Brennstoffpreise und der derzeit starken Nutzung dieses Sortimentes in Holzheiz(kraft)werken betrachtet. Die Gülle als Abfallprodukt der Viehhaltung findet aufgrund ihrer Stellung als wichtiges Gärsubstrat für die Biogasproduktion Berücksichtigung. Im Folgenden werden die Produktion und Bereitstellung der einzelnen Bioenergieträger genauer betrachtet. Dabei gelten folgende allgemeine Annahmen für den landwirtschaftlichen Anbau und die Bereitstellung:

- Anbaufläche: 20 ha
- Entfernung Feld-Hof: 5 km
- Mittleres Ertragsniveau und mittlere Bodengüte
- Wendende Anbauweise (d.h. das Feld wird gepflügt)

Handelt es sich um Reststoffe, so entfällt der Prozessschritt der Biomasseproduktion und die Prozesskette beginnt mit dem Sammeln bzw. der Bereitstellung des Rohstoffes. Daten für die Produktion der Energiepflanzen und die Bereitstellung von Ernterückständen stammt aus /KTBL 2004/.

Produktion und Bereitstellung von Rapskorn bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage (/KTBL 2004/, Mengenangaben für 1 ha, Anhang Tabelle A-2)

Produktion: Die Bodenbearbeitung beginnt mit einer Gabe von 250 kg Phosphat-Kalk (P-K)-Dünger (Schlepper, 60 kW, Anbauschleuderstreuer). In einem weiteren Schritt wird der Boden mit einem Drehpflug (Arbeitsbreite 1,75 m) an einem 100 kW Schlepper gepflügt. Anschließend wird der Boden mit einer Saatbettkombination (Schlepper 100 kW, Arbeitsbreite 4 m) für die darauf folgende Saat mit einer Sämaschine (Schlepper 60 kW, Arbeitsbreite 4 m, 4 kg Saatgut) vorbereitet. Es folgen Gaben von 3 kg Herbizid, 170 kg N-Dünger, 1 kg Fungizid und 1 kg Insektizid jeweils mit einem Schlepper (60 kW) und Anbauschleuderstreuer oder -spritze (1000 l Fassungsvermögen).

Bereitstellung: Die Pflanzen werden mit einem Mähdrescher (Arbeitsbreite 5 m, 160 kW) im Parallelverfahren gemäht und gedroschen und mit einem Schlepper (60 kW) mit Dreiseitenkippanhänger (6 t) vom Feld zum Hof transportiert. Zum Zeitpunkt der Ernte hat das Korn einen Wassergehalt von 15 % und das Stroh von 40 %. Es wird ein Ernteverlust von 3 % zugrunde gelegt. Das Stroh verbleibt auf dem Feld. Ein Radlader (60 kW) bringt das Korn in die Trocknungsanlage der Genossenschaft ein. Die Nutzung der Gebäude und die Maschinennutzung der Trocknungsanlage werden aufgrund der geringen Bedeutung für die Bilanz nicht berücksichtigt. Lediglich der Ölverbrauch für die Wärmeproduktion wird betrachtet. Während der Trocknung senkt sich der Wassergehalt des Kornes auf einen Wert von 9 % und es wird davon ausgegangen, dass die Lagerverluste unter 1 % liegen. Durch den Radlader erfolgt anschließend auch die Beladung eines LKW (20,5 t Nutzlast, Auslastungsgrad 50 %), der das Korn über 50 km zu einem Binnenhafen transportiert. Dort wird das Korn auf ein Binnenschiff geladen und 200 km bis zur Konversionsanlage transportiert und ausgeladen.

Produktion und Bereitstellung von Triticale-Korn bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage (/KTBL 2004/, Mengenangaben für 1 ha, Anhang Tabelle A-3)

Produktion: Der Produktionsprozess beginnt mit einer Überfahrt der Ackerfläche mit einem Schlepper (60 kW) und einem angebauten Schleuderstreuer (1000 l) zum Zwecke der kombinierten Ausbringung von P- und K-Dünger (70 kg P₂O₅, 150 kg K₂O). Die tiefe Bodenbearbeitung wird mit einem Drehpflug mit 1,75 m Arbeitsbreite an einem Schlepper (100 kW) durchgeführt. Danach wird mit dem gleichen Schlepper eine angehängte Saatbettkombination (Arbeitsbreite 7 m) zur oberflächennahen Bearbeitung des Bodens über das Feld gezogen. Im darauf folgenden Schritt werden 15 kg Saatgut mit einem Schlepper (60 kW) und einer angehängten Sämaschine (solo, Arbeitsbreite 4 m) ausgebracht. Als erste

chemische Pflegemaßnahme erfolgt die Gabe von 6 kg Herbizid (Wirkstoff) mit einem Schlepper (60 kW) und einer Anbauspritze (3000 l Fassungsvermögen). Anschließend werden mit dem gleichen Schlepper 100 kg N-Dünger mit Hilfe eines Anbauschleuderstreuers (1000 l) ausgebracht. Eine weitere chemische Pflegemaßnahme besteht in der Ausbringung von 1 kg Halmverkürzungsmittel (Schlepper 60 kW, Anbauspritze 1000 l). Mit der anschließenden Gabe von 30 kg N-Dünger werden die Düngungsmaßnahmen abgeschlossen (Schlepper 60 kW, Anbauschleuderstreuer 1000 l). Die letzte chemische Pflegemaßnahme erfolgt im Anschluss mit einer Gabe von 3 kg Fungizid (Schlepper 60 kW, Anbauspritze 1000 l).

Bereitstellung: Das Getreide wird mit einem Mähdrescher (Arbeitsbreite 5 m, 160 kW) im Parallelverfahren gemäht und gedroschen und das Korn mit einem Dreiseitenkippanhänger (8 t Nutzlast) vom Feld zum Genossenschaftslager transportiert. Das Stroh verbleibt auf dem Feld. Es wird davon ausgegangen, dass zum Zeitpunkt der Ernte ein Wassergehalt von 30 % im Stroh und von 14 % im Korn vorherrscht. Ein Radlader (100 kW) lädt das Korn für eine kurze Zwischenlagerung in den Lagerraum ein. Trotz der kurzen Lagerung treten Lageverluste von etwa 1 % auf. Der Lagerraum und dessen Nutzung werden aufgrund der geringen Bedeutung für die Bilanz nicht betrachtet. Der Radlader wird wieder für die Auslagerung und die Beladung eines LKW (20,5 t Nutzlast, Auslastungsgrad 50 %) verwendet, der das Korn über 30 km zur Konversionsanlage transportiert.

Produktion und Bereitstellung von Triticale Ganzpflanzenballen bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage (/KTBL 2004/, Anhang Tabelle A-4)

Produktion: Entspricht der Produktion von oben aufgeführter Prozesskette zur Bereitstellung von Triticale-Korn.

Bereitstellung: Das Getreide wird mit einem Schwadmäher (Arbeitsbreite 5 m, 100 kW) gemäht, in einem Schwad auf dem Feld zur Trocknung abgelegt und zwei Wochen gelagert. Der Ernteverlust wird für das Korn und für das Stroh mit 3 % angenommen. Der Verlust während der Lagerung im Schwad beläuft sich, vor allem aufgrund der hohen Kornverluste, auf 10 %. Es wird davon ausgegangen, dass zum Zeitpunkt der Mahd ein Wassergehalt von 30 % im Stroh und von 14 % im Korn vorherrscht. Nach der Trocknung im Schwad hat sich ein Wassergehalt von 10 % im Korn und von 20 % im Stroh eingestellt. In diesem Zustand wird der Schwad von einem Schlepper mit 100 kW Leistung und einer Ballenpresse aufgenommen und zu Quaderballen verpresst. Dabei gehen dem Prozess 3 % Erntegut in Form von Aufnahme- und Pressverlusten verloren. Die Ballen werden mit einem Dreiseitenkippanhänger-Doppelzug (11 t Nutzlast, Schlepper 100 kW) zum Hof transportiert. Ein Schlepper (100 kW) mit Frontlader lädt die Ballen ab und lagert sie in einem Lagerraum ein. Der Lagerraum und dessen Nutzung werden aufgrund der geringen Bedeutung für die Bilanz nicht betrachtet. Dasselbe Gerät wird auch für die Auslagerung und die Beladung eines LKW (20,5 t Nutzlast, Auslastungsgrad 50 %) verwendet, der die Ballen über 30 km zur

Konversionsanlage transportiert. Dort wird der LKW ebenfalls mit einer Maschine der Leistung 100 kW entladen und die Ballen werden ins Zwischenlager eingebracht.

Produktion und Bereitstellung von Triticale Ganzpflanzensilage bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage (/KTBL 2004/, Anhang Tabelle A-5)

Produktion: Entspricht der Produktion von oben aufgeführter Prozesskette zur Bereitstellung von Triticale-Korn.

Bereitstellung: Das Getreide wird mit einem Feldhäcksler (Arbeitsbreite 7,5 m, 150 kW) gemäht und gehäckselt. Es wird davon ausgegangen, dass zum Zeitpunkt der Ernte ein Wassergehalt von 30 % im Stroh und von 14 % im Korn vorherrscht und dass bei der Ernte 3 % Ernteverlust auftreten. Das Erntegut wird mit einem Dreiseitenkippanhänger-Doppelzug (11 t Nutzlast, Schlepper 100 kW) zum Hof transportiert. Ein Radlader (100 kW) bringt das Gut in ein Fahrsilo ein und fährt es fest. Dasselbe Gerät wird auch für die Auslagerung verwendet.

Produktion und Bereitstellung von Maissilage bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage (/KTBL 2004/, Mengenangaben für 1 ha, Anhang Tabelle A-6)

Produktion: Im ersten Arbeitsschritt wird der Boden mit einer P-K-Düngung behandelt. Dafür werden ein Schlepper (60 kW) und ein Anbauschleuderstreuer (1000 l Fassungsvermögen) verwendet. Danach wird der Boden mit einem Leichtgrubber (Schlepper, 60 kW) und im Anschluss daran mit einem tief reichenden Drehpflug (Schlepper, 100 kW) bearbeitet. Vor der Ausbringung des Saatgutes wird Gülle mit einem Pumpwagen ausgebracht und es erfolgt eine Überfahrt mit der Saatbettkombination (alle Arbeitsgänge mit Schlepper, 60 kW). Das Saatgut wird mit einer Solo-Sämaschine (4 m Arbeitsbreite) ausgebracht. Die Kulturarbeiten beginnen mit einer Herbizidgabe aus einer Anbauspritze mit 1000 l Fassungsvermögen und einer Überfahrt mit dem Hacker (Schlepper, 60 kW). Eine N-Düngergabe mit einem Anbauschleuderstreuer (Fassungsvermögen 1000 l) und eine Insektizidgabe mit einer Anbauspritze (Fassungsvermögen 1000 l) schließen die Kulturarbeiten ab (beide Arbeitsgänge mit Schlepper, 60 kW).

Bereitstellung: Die Maispflanzen werden bei der Ernte mit einem Anbauhäcksler (Schlepper, 60 kW) gehäckselt und mit einem Dreiseitenkippanhänger-Doppelzug (11 t Nutzlast) zum Hof transportiert. Zum Zeitpunkt der Ernte weisen die Ganzpflanzenhäcksel einen Gesamtwassergehalt von 70 % auf. Für den Ernteverlust wird den Berechnungen ein Wert von 5 % zugrunde gelegt. Auf dem Hof bringt ein Radlader das Erntegut in ein Fahrsilo ein und komprimiert das Lagergut durch Überfahren auf die notwendige Lagerdichte.

Produktion und Bereitstellung von Zuckerrübe frei Konversionsanlage (/KTBL 2004/, Mengenangaben für 1 ha, Anhang Tabelle A-7)

Produktion: Am Beginn des Produktionsprozesses wird der Boden mit einer P-K-Düngung (120 kg) behandelt (Schlepper 60 kW, Anbauschleuderstreuer 1000 l Fassungsvermögen). Im

Anschluss daran wird der Boden mit einem tief reichenden Drehpflug (Schlepper, 100 kW) bearbeitet. Danach folgen eine Stickstoffdüngung (100 kg, Schlepper 100 kW, Anbauschleuderstreuer 4000 l) und eine Überfahrt mit der Saatbettkombination (100 kW, 4 m Arbeitsbreite). Das Saatgut wird im darauf folgenden Schritt mit einer Einzelkornsämaschine (Arbeitsbreite 6 m) und einem Schlepper (60 kW) ausgebracht. Überdies erfolgen zwei Bewässerungsmaßnahmen mit jeweils 300 l/ha (Schlepper 60 kW, Anbauspritze 1000 l). Das Herbizid (2 kg Wirkstoff) wird genauso wie das Fungizid (1 kg Wirkstoff) mit einem Schlepper (60 kW) und einer Anbauspritze (1000 l) ausgebracht.

Bereitstellung: Die Ernte erfolgt mit einem Zuckerrübenernter (200 kW, 7,5 m Arbeitsbreite). Die Rüben werden mit einem Dreiseitenkipper (8 t Nutzlast, Schlepper 60 kW) im Parallelverfahren vom Feld abtransportiert und in die 20 km entfernte Konversionsanlage gefahren.

Produktion und Bereitstellung von Pappelhackschnitzeln aus KUP frei Konversionsanlage (/FNR 2005/, Mengenangaben für 1 ha, Anhang Tabelle A-8)

Produktion: Im ersten Arbeitsschritt erfolgt eine Herbizidmaßnahme (1 kg, Schlepper 60 kW, Anbauspritze 1000 l). Danach werden die Vorfruchtreste mit dem Pflug in den Boden eingearbeitet (Schlepper 100 kW, Drehpflug 1,75 m) und die Bodenstruktur tief reichend aufgelockert. Die darauf folgende Behandlung mit dem Grubber (Schlepper 100 kW) verbessert die oberflächennahe Struktur des Bodens. Das Pflanzbett wird in einem eigenen Arbeitsgang mit einer angehängten Saatbettkombination (Schlepper 100 kW) angelegt. Mit der Pflanzmaschine (Schlepper 60 kW) werden 16.000 Pappel-Setzlinge/ha etwa 20 cm tief in den Boden eingebracht. N-, P-, Ca- und K-Dünger werden nacheinander in aufeinander folgenden Schritten (Schlepper 60 kW, Anbauschleuderstreuer) ausgebracht. Mechanische Pflegemaßnahmen gegen konkurrierenden Pflanzenaufwuchs sind nur in der ersten Wachstumsphase der Kultur notwendig und werden durch je eine Überfahrt mit dem Striegel (Schlepper 100 kW) und dem Hacker (Schlepper 60 kW) durchgeführt. Die Kultur wird über die gesamte Rotationszeit (24 Jahre) nicht weiter gedüngt oder gepflegt, da nach der ersten Wachstumsphase eine Überfahrt mit dem Schlepper nicht mehr möglich ist ohne die Pflanzen zu beschädigen.

Bereitstellung: Die Ernte wird mit einem Schlepper (100 kW) mit Anbauhäcksler und einer Arbeitsbreite von 0,75 m aller 4 Jahre durchgeführt und das Erntegut mit einem Gespann (Schlepper, 100 kW) mit Dreiseitenkippanhänger (11 t Nutzlast) im Parallelverfahren abgefahren. Für den Wassergehalt der frischen Erntemasse wird ein Wert von 50 % angenommen. Der Ernteverlust wird dabei auf 3 % geschätzt. Das Erntegut wird auf den 5 km entfernten Hof gefahren und mit einem Radlader (100 kW) in einen überdachten Freiluftlagerplatz eingebracht, in dem das Hackgut drei Monate zwischengelagert wird. Während der Lagerung wird mit einem Masseverlust von 1 % pro Monat gerechnet. Zudem sinkt durch eine Trocknung der Wassergehalt des Materials auf 35 % und somit steigt bei der Betrachtung der Feuchtmasse der Heizwert des Hackgutes an. Der Transport zur 50 km

entfernten Konversionsanlage wird durch einen LKW mit 28 t Nutzlast realisiert. Dieser wird mit einem Radlader (100 kW) auf dem Hof beladen. Auf dem Gelände der Konversionsanlage kippt der LKW die Ladung direkt in das Lagersilo ab.

Die Rekultivierung der landwirtschaftlichen Fläche am Ende der Nutzungsphase nach 24 Jahren wird mit einer Bodenfräse (Schlepper 100 kW) durchgeführt. Dabei werden nach der letzten Ernte die im Boden verbleibenden Wurzelstöcke mittels der Fräse zerkleinert und in den Boden eingearbeitet.

Bereitstellung von Waldhackgut frei Konversionsanlage (/Wittkopf 2005/, /Eltrop et al. 2006/, Anhang Tabelle A-9)

Hier wird die Bereitstellung von Hackschnitzeln aus dem Restholz der Stammholzernte beschrieben. Dabei werden zwei unterschiedliche Verfahren betrachtet. Dies ist zum einen die teilmechanisierte Ernte und zum anderen die vollmechanisierte Ernte. Nach /Wittkopf 2005/ sind in Bayern die teilmechanisierten Verfahren am weitesten verbreitet. Allerdings wird in vorliegender Arbeit, auch im Hinblick auf die verstärkte Nutzung von Industrieholzabschnitten als Energieholz, auf vollmechanisierte Verfahren eingegangen.

Teilmechanisierte Ernte: Die Fällung der Bäume erfolgt mittels Motorsäge. Das neben dem Stamm- und Industrieholz anfallende Hackholz wird mit einem Forstschlepper mit Seilwinde bis zur Rückegasse vorgeliefert, anschließend bis zur Waldstraße gerückt und dort für einige Zeit zur Trocknung gelagert. Nach der Lagerung wird das abgetrocknete Holz mit einem Anhängehacker gehackt und mit einem Schlepper und einem Doppelanhänger zur Konversionsanlage abtransportiert /Wittkopf 2005/.

Vollmechanisierte Ernte: Die Bäume werden mittels eines Harvesters gefällt und das Stammholz und das Industrieholz wird im Bestand abgelängt und auf die Seite gelegt. Das dabei anfallende Hackholz wird vom Harvester an der Rückegasse abgelegt und vorkonzentriert. Ein Forwarder nimmt das Holz in der Rückegasse auf und transportiert es zu einem Lagerplatz an der Waldstraße. Dort wird es gehackt und mit einem LKW abtransportiert /Wittkopf 2005/.

Der Kraftstoffverbrauch und der Arbeitszeitbedarf für die Verfahren werden /Eltrop et al. 2006/ entnommen.

Bereitstellung von Triticale-Stroh frei Konversionsanlage (/KTBL 2004/, Anhang Tabelle A-10)

Produktion: Der Energieträger Stroh fällt als Nebenprodukt bei der landwirtschaftlichen Produktion des Hauptproduktes Getreidekorn an. Das Stroh muss lediglich nach dem Erntevorgang des Kornes eingesammelt und aufbereitet werden. Der Schritt der Produktion entfällt daher. Die Bilanzierung beginnt aus diesem Grund mit der Bereitstellung des Energieträgers. Alle Aufwendungen in Form von Diesel, Pflanzenschutzmittel und Dünger

sowie die energetischen Abschreibungen der Maschinenbenutzung bis zum Zeitpunkt des Anfalls des Reststoffes Stroh werden dem Hauptprodukt Getreidekorn zugeschrieben. Alle weiteren Aufwendungen und Arbeitsgänge, welche für die energetische Nutzung des Strohs notwendig sind, werden ab diesem Zeitpunkt alleine dem Energieträger Stroh zugeschrieben.

Bereitstellung: Das nach der Ernte des Kornes auf dem Feld verbleibende Getreidestroh wird mit einem Schwader (Schlepper 60 kW, 4,6 m Arbeitsbreite) in einem Schwad auf dem Feld abgelegt. Dabei gehen etwa 1 % des Materials verloren. Während der Lagerdauer senkt sich der Wassergehalt des Strohs von anfänglich 30 % auf 20 % ab und zudem ist ein Materialverlust von etwa 10 % zu verzeichnen. Der Schwad wird von einem Schlepper (100 kW) mit Quaderballenpresse (60 kW) aufgenommen und zu Ballen verpresst. Auch hier treten Verluste in Höhe von etwa 3 % auf. Die Ballen werden mit einem Schlepper (100 kW) mit angehängtem Dreiseitenkippanhänger über 5 km zum Hof transportiert. Dort lädt ein Schlepper (100 kW) mit Frontlader die Ballen in einen Lagerraum. Dort lagern die Ballen bis zum Abtransport in die Konversionsanlage. Dabei ist etwa 1 % an Lagerungsverlusten zu verzeichnen. Die Ballen werden mit einem Schlepper (100 kW) auf einen LKW (20,5 t Nutzlast, 50 % Auslastungsgrad) geladen, der diese über eine Distanz von 30 km zur Konversionsanlage transportiert.

Bereitstellung von Gülle

Gülle fällt als Reststoff bei der Viehwirtschaft an. Es wird weder eine Produktion noch eine Bereitstellung berücksichtigt, da die Gülle auf dem landwirtschaftlichen Betrieb direkt genutzt wird. Der Aufwand für Einsammeln und Zwischenlagern wird komplett der Konversionsanlage zugerechnet.

Bereitstellung von Pellets aus Industrierestholz frei Konversionsanlage (/Bundesamt für Energie 1998/, Anhang Tabelle A-11)

Der Energieträger Industrierestholz, wie hier verwendet, fällt bei der Verarbeitung von Stammholz in Sägewerken oder in ähnlichen Holz verarbeitenden Betrieben als Nebenprodukt in Form von Sägespänen und -mehl, Hackgut, Schwarten und Spreißel an. Es kann als getrockneter oder noch feuchter Energieträger vorliegen. Der Rohstoff muss nach dem Anfall lediglich eingesammelt und aufbereitet werden. Der Schritt der Produktion entfällt daher. Alle Aufwendungen in Form von Diesel, Strom sowie die energetischen Abschreibungen der Maschinenbenutzung bis zum Zeitpunkt des Anfalls des Reststoffes Industrierestholz werden dem Hauptprodukt der Holzverarbeitung (Balken, Bretter, Möbel etc.) zugeschrieben. Alle weiteren Aufwendungen und Arbeitsgänge, welche für die energetische Nutzung des Restholzes notwendig sind, werden ab diesem Zeitpunkt alleine dem Energieträger Industrierestholz zugeschrieben.

Bereitstellung: In den hier betrachteten Beispielen wird das Industrierestholz (Sägespäne und -mehl) am Ort des Anfalls (z. B. Sägewerk) genutzt. Daher entfallen hier Transportprozesse. Der Energieträger wird lediglich gesammelt und etwa über Förderbänder oder mit Radladern

zum nahe gelegenen Ort der weiteren Verarbeitung befördert. Aufgrund der geringen Bedeutung für die Bilanzierung werden diese Aufwendungen vernachlässigt. Fällt der Rohstoff im feuchten Zustand (Wassergehalt $>15\%$) an, so erfolgt vor weiteren Bereitstellungsschritten eine Trocknung in einer Trocknungsvorrichtung, in der Öl zur Wärmeproduktion verfeuert wird. Dabei ist bei etwa 43% Wassergehalt ein Energieaufwand von $12,3\%$ der in den Pellets enthaltenen Energie und bei einem Wassergehalt von 29% ein Energieaufwand von etwa $6,2\%$ notwendig /Bundesamt für Energie 1998/. Im Falle eines trockenen Rohstoffes (Wassergehalt $\leq 15\%$) entfällt eine Trocknung, der Energiebedarf an Öl zur Aufrechterhaltung der notwendigen Prozesstemperatur beträgt allerdings mindestens $0,5\%$ des Energiegehaltes der Pellets. Das Sägemehl wird dann in einer Ringmatrizenpresse zu Pellets verpresst. Dabei wird etwa $1,5\%$, der in den Pellets enthaltenen Energie, in Form von Strom verbraucht. Die Pellets werden in einem LKW ($15,3\text{ t}$ Nutzlast und 50% Auslastungsgrad) über eine Entfernung von 30 km zum Verbraucher transportiert und dort im Lagerraum eingelagert.

Bereitstellung von Altholz frei Konversionsanlage

Altholz ist Holz, welches aus dem laufenden stofflichen Nutzungsprozess ausscheidet. Dies können beispielsweise Holz aus Abbruchhäusern, Bahnschwellen, Paletten oder Altmöbel sein. Hier wird davon ausgegangen, dass das Holz am Ort des Anfalls gesammelt und zu Hackgut verarbeitet wird. Es wird mit einem LKW etwa 40 km zur Konversionsanlage transportiert.

Referenzlandbau (Welsches Weidelgras, Mengenangaben für 1 ha .)

Die hier beschriebenen Arbeitsschritte und die damit verbundenen stofflichen und energetischen Aufwendungen werden den Prozessketten der Energiepflanzenproduktion gutgeschrieben.

Produktion: Die Gutschriften für den Referenzlandbau (einjährige Brache mit Weidelgras) für den Bereich der Produktion ergeben sich aus den dafür auftretenden Stoff- und Energieströme. Diese setzen sich wie folgt zusammen.

Die Reste der Vorfrucht werden durch das Überfahren (Schlepper 100 kW) mit der Scheibenegge (Arbeitsbreite 5 m) in den Boden eingearbeitet. Das Saatgut wird mit einem Schlepper der Leistung 60 kW und einem Dreiseitenkippanhänger über 5 km vom Hof zum Feld transportiert. Mit einer Bestellkombination (Arbeitsbreite 4 m , Schlepper 60 kW) wird im darauf folgenden Schritt das Saatbett bereitet und die Saat (15 kg) ausgebracht. Es erfolgt lediglich eine Gabe von 30 kg Stickstoffdünger (Schlepper 60 kW , Anbauschleuderstreuer 1000 l).

Bereitstellung: Die einzige Gutschrift für den Referenzlandbau ergibt sich aus der Mahd des Weidelgrases mit einem Schlepper der Leistung 100 kW und einem Scheibenmäherwerk mit 3 m Arbeitsbreite. Das Mähgut verbleibt auf dem Feld. Damit fallen keine weiteren Arbeitsschritte und damit keine weiteren Stoff- und Energieströme an.

2.1.2 Konversionstechnologien

Im vorliegenden Kapitel werden die ausgewählten Konversionstechnologien vorgestellt und beschrieben. Der Umfang an untersuchten Konversionsverfahren wurde so gewählt, dass der derzeitige Stand der Technik und die für die nahe Zukunft zu erwartenden Weiterentwicklungen erfasst werden. Für jede der Technologien wird lediglich eine Variante als repräsentatives Beispiel untersucht. Die ausgewählten Verfahren sind in Tabelle 2-2 dargestellt und werden im Folgenden erläutert.

Tabelle 2-2: Untersuchte Konversionsverfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse

| KWK | Wärme | Strom | Kraftstoff |
|--------------------------|--------------|--------------|-------------------------|
| Dampfturbine | BM-Heizwerk | Dampfturbine | RME-Produktion |
| ORC-Anlage | Pelletkessel | | Ethanolproduktion |
| Vergasung +BHKW | | | Vergasung + FT-Synthese |
| Biogas + BHKW | | | Biogas + Aufbereitung |
| Biogas+Aufbereitung+BHKW | | | |

FT = Fischer-Tropsch; BM = Biomasse

Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung wird mit der Dampfturbinentechnologie eine bewährte und ausgereifte Technologie betrachtet. Es bestehen bereits zahlreiche Anlagen in Deutschland /Staiß 2007/. Der Entwicklungsstand für Anlagenkonzepte auf der Basis von Biomasse (zumeist Holz) als Rohstoff kann als ausgereift und kommerziell nutzbar bewertet werden.

Mit der ORC-Technologie, die bereits in einigen Nutzungskonzepten umgesetzt wurde, wird eine Technologie betrachtet, die sich gerade auf der Schwelle zur kommerziellen Anwendung befindet.

Die thermochemische Vergasung und die anschließende Nutzung des Gases in einem Gas-BHKW stehen derzeit auf der Schwelle zu einer kommerziellen Anwendung. Diese Anlagenkonzepte weisen vergleichsweise hohe Gesamtwirkungsgrade auf. Hier besteht allerdings Entwicklungsbedarf, da sie derzeit den Status einer kommerziellen Nutzung noch nicht erreicht hat /FNR 2004/, /FNR 2006c/.

Die Produktion und Nutzung von Biogas aus fermentativen Prozessen zur Bereitstellung von Strom und Wärme aus Gasmotoren (Anlagenleistung zumeist $<1 \text{ MW}_{\text{el}}$) wird bereits seit mehreren Jahren in Deutschland zunehmend angewandt. Dabei kommen vorwiegend Gülle und nachwachsende Rohstoffe, hier vor allen Dingen Maissilage und Getreideganzpflanzensilage, aber auch organische Abfälle aus der Futter- und Lebensmittelproduktion oder Klärschlamm als Gärsubstrate in Frage. Im Falle der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan oder SNG kommen derzeit vor allem relativ große Anlagen ($>1 \text{ MW}$) zum Einsatz. Für eine stärkere Anwendung in der Praxis sollte die Technologie weiterentwickelt und vor allem die Anlagenkosten gesenkt werden.

Der Bereich der Wärmebereitstellung wird hier zum einen anhand eines Hackschnitzelheizwerks und zum anderen anhand der Nutzung von Pellets in einem Pelletkessel (Zentralheizung) betrachtet. Das Heizwerk stellt eine relativ robuste und ausgereifte Technologie dar. Der Pelletkessel hat in den letzten Jahren einen erheblichen Entwicklungsschub erfahren und kann ebenfalls als Stand der Technik bezeichnet werden.

Die Technologie zur reinen Stromproduktion mittels Dampfturbine im Kondensationsbetrieb ist ein etabliertes Verfahren und wird entsprechend oft in der Praxis umgesetzt. Holz stellt dabei im Hinblick auf die Verwendung von Biomasse den Rohstoff mit der größten Bedeutung für diese Anlagen dar.

Die Technologie der RME-Produktion kann ebenfalls als ausgereift bezeichnet werden. Ebenso wie für RME ist auch für Ethanol von einer zunehmenden Entwicklung in der nahen Zukunft auszugehen. Dabei werden als Rohstoff für die Ethanolherstellung sowohl die Zuckerrübe als auch Getreidekorn, die Getreideganzpflanze, Stroh und Holz aus KUP betrachtet. Die Produktionstechnologie für Biokraftstoffe der 2. Generation, wie z. B. Ethanol aus Lignocellulose, ist allerdings noch nicht auf dem Stand der kommerziellen Nutzung angelangt (vgl. dazu Kapitel 1.2). Hier besteht noch deutlicher Forschungs- und Weiterentwicklungsbedarf. Trotzdem wird dieser Technologie hier ein hohes Entwicklungspotenzial zugeschrieben und damit auch in den Untersuchungen berücksichtigt. Der hier betrachtete Rohstoff Triticale ist für die Herstellung von Ethanol dem Weizen gleichzusetzen, der derzeit im Bereich Getreide die größten Anteile als Rohstoff aufweist. Auch die Nachbehandlung der Schlempe als Reststoff der Vergärung ist identisch mit dem Verfahren bei der Weizenutzung /FNR 2003a/.

Dem Konzept der thermochemischen Vergasung von Biomasse und der anschließenden FT-Synthese wird hier ebenfalls ein bedeutendes Entwicklungspotenzial beigemessen. Obwohl derzeit noch keine kommerziell betriebene Produktionsanlage von FT-Diesel in Deutschland existiert, wird auf der Grundlage des Choren-Prozesses die Bereitstellung von BTL-Kraftstoff berücksichtigt.

Für die Bereitstellung von gasförmigem Kraftstoff, der derzeit sicherlich noch keine herausragende Rolle im deutschen Kraftstoffmarkt spielt, ist die Nutzung von SNG aus aufbereitetem Biogas als eine Möglichkeit der alternativen Kraftstoffnutzung in die Betrachtungen aufgenommen worden.

Der Nutzung von Brennstoffzellen und Stirlingmotoren wird aufgrund des derzeitigen Entwicklungsstandes und der geringen Anwendung in der Praxis nicht berücksichtigt. Keine Berücksichtigung findet aufgrund der schlechten Datenbasis und des geringen Entwicklungsstandes dieser Verfahren die Hydrolyse von Pflanzenölen für die Kraftstoffbereitstellung. Die Mitverbrennung von Biomasse in fossilen Kraftwerken wird aufgrund der derzeitigen geringen Bedeutung für die Biomassenutzung in Deutschland nicht berücksichtigt.

Im Folgenden werden die einzelnen Konversionsverfahren detailliert beschrieben. Die Angaben für die Technologien sind im Anhang (Tabellen A-13 bis A-27) tabellarisch zusammengefasst.

Verbrennung mit Dampfkraftprozess – KWK (/Kolmetz 2002/, /VDI 2004/ Anhang Tabelle A-13)

Die Daten beruhen auf /Kolmetz 2002/ und /VDI 2004/ sowie Angaben über das Biomasse-HKW in Pfaffenhofen. Der Kessel besitzt einen wassergekühlten Vibrationsrost und weist eine Feuerungswärmeleistung von 26,7 MW und einen Kesselwirkungsgrad von 88 % auf, der sich durch die angeschlossene Rauchgaskondensation auf 95 % erhöht (Nutzungsgrad 93 %). Der erzeugte Frischdampf hat eine Temperatur von 450 °C und einen Druck von 60 bar. Dieser wird in einer Entnahme-Kondensationsturbine mit einer maximalen Nennleistung von 6,1 MW_{el} im Kondensationsbetrieb entspannt. Die maximale Wärmeleistung beträgt 20 MW_{th} bei einer Leistung von 4 MW_{el}. Das Rauchgas wird hinter dem Kessel über einen Multizyklon vorgereinigt und die Asche mit der Sekundär- und Tertiärluft in den Verbrennungsraum zurückgeführt (Rezirkulation). Nach dem Multizyklon und der Luftvorwärmung folgt eine Abscheidung der Feinstaubanteile mittels Elektrofilter. Der elektrische Brutto-Wirkungsgrad beträgt 25 % (Nutzungsgrad 23 %), der Netto-Wirkungsgrad 21 %. Der thermische Wirkungsgrad der Turbine beträgt mit der nachgeschalteten Luftkondensator 46 % (Nutzungsgrad 40 %). Zudem wird die Wärme aus der Rauchgaskondensation genutzt. Dadurch beträgt der thermische Anlagenwirkungsgrad etwa 48 %. Es werden 6.000 Volllaststunden pro Jahr für die Strom- und 4.000 Volllaststunden für die Wärmebereitstellung zugrunde gelegt.

ORC-Heizkraftwerk (/VDI 2004/, Anhang Tabelle A-14)

Die hier untersuchte ORC-Anlage weist eine Feuerungswärmeleistung von 8,7 MW auf. Der Thermoölkessel mit 6 MW thermischen Leistung ist mit einer Stufenrostfeuerung kombiniert und weist einen Gesamtwirkungsgrad von 87,5 % (Nutzungsgrad 85 %) auf /VDI 2004/. Das ORC-Modul hat eine Nennleistung von 1.000 kW_{el}. Aus dem ORC-Prozess werden bis zu 4,65 MW_{th} und zusätzlich aus dem Economizer bis zu 1,61 MW_{th}, insgesamt also 6,26 MW_{th} in das angeschlossene Wärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von 90 °C eingespeist. Es werden ein elektrischer Wirkungsgrad von 14 % (Nutzungsgrad 12 %) und ein thermischer Wirkungsgrad von 80 % (Nutzungsgrad 70 %) zugrunde gelegt /VDI 2004/. Das Abgas wird über einen Multizyklon von groben Partikeln und Staub gereinigt. In einem nachgeschalteten Gewebefilter werden feine Partikel und Schwermetalle bis zu einer Staubkonzentration im Reingas von $\leq 3 \text{ mg/Nm}^3$ abgeschieden. Vor dem Eintritt in den Gewebefilter wird dem Rauchgas ein Trockensorptionsmittel beigemischt mit dessen Hilfe saure Bestandteile (HCl, HF, SO₂) abgeschieden werden können. Der Jahresnutzungsgrad der Anlage beträgt 82 %. Es wird ein wärmegeführter Betrieb mit jährlich 4.700 Volllaststunden unterstellt.

Atmosphärischer Vergaser mit zirkulierender Wirbelschicht + BHKW (/VDI 2004/, /Gemis 2006/, Anhang Tabelle A-15)

Hier wird ein atmosphärischer zirkulierender Wirbelschichtvergaser mit 9 MW_{th} Leistung betrachtet. Für den Kaltgaswirkungsgrad wird ein Wert von 78 % angenommen. Wird zudem noch die Temperatur des Gases, die noch durch Abgabe an Wärmetauschern genutzt werden kann berücksichtigt, beträgt der Gesamtwirkungsgrad der Vergasung 85 % (Nutzungsgrad 78 %) bezogen auf den Heizwert des Brennstoffes. Hilfsenergie muss dem Prozess in Form von Strom und Öl zugeführt werden. Der Eigenstrombedarf des Vergasers wird mit 2,3 % des produzierten Sekundärenergieträgers beziffert, der Verbrauch an Heizöl mit 0,25 %. Die Gasreinigung erfolgt mittels katalytischem Teerreformer und Gewebefilter. Das Produktgas ist am Ende teearm, entstaubt, drucklos und weist eine Temperatur von etwa 50 °C auf. Für die Konversion des Synthesegases zu Strom und Wärme in KWK werden zwei Gasmotor-BHKWs mit einer Gesamtleistung von 2,4 MW_{el} eingesetzt. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 37 % (Nutzungsgrad 35 %), der thermische Wirkungsgrad 48 % (Nutzungsgrad 43 %) insgesamt also 85 % (Nutzungsgrad 78 %). Die thermische Leistung des Gesamtsystems beläuft sich auf max. 4,4 MW, wobei 1,2 MW aus der Gaskühlung und 3,2 MW als Abwärme des BHKWs stammen. Für den Eigenstrombedarf des BHKW wurde ein Wert von 1 % der produzierten Gesamtendenergiemenge berücksichtigt. Die Asche als Reststoff der Vergasung wird mit einem LKW von der Konversionsanlage bis zum Hof transportiert und auf dem Feld des Landwirtes ausgebracht. Für den Bau werden 6.000 t Zement und 200 t Stahl veranschlagt. Die jährliche Betriebsdauer für das Gesamtsystem wird mit 7.500 Volllaststunden angenommen.

Biogasfermenter und Nutzung des Biogases im BHKW am Ort der Biogasproduktion (/FNR 2006a/, Anhang Tabelle A-16)

Die Daten für die Anlage stammen aus /FNR 2006a/. Das Fermentervolumen beträgt 3.000 m³. Bei einer Anlagenlaufzeit von 8.000 h/a ergibt das eine jährliche Biogasproduktion von 823.160 Nm³, dies entspricht einer Produktion von 102 Nm³/h. Der Eigenstrombedarf des Fermentationsprozesses, welcher auf den Betrieb der Rührwerke und Pumpen zurückzuführen ist, beträgt 4 % der produzierten Strommenge. Es wird sowohl eine güllebetriebene als auch eine mit nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) betriebene Anlage betrachtet. Die güllebetriebene Anlage wird ausschließlich mit einer Mischung aus Rinder- und Schweinegülle (jeweils 50 %) beschickt. Die NawaRo-Anlage wird mit 90 % NawaRo und 10 % Gülle betrieben. Der Methangehalt des Biogases liegt bei der güllebetriebenen Anlage bei 63 %, bei der NawaRo-Anlage bei 55 %. Somit beträgt der, durch den Methangehalt bestimmte Heizwert (H_u) des Biogases bei Güllesubstrat 6,3 und bei NawaRo 5,5 kWh/Nm³. Das Biogas muss vor der Nutzung im BHKW entschwefelt werden. Das hier betrachtete BHKW ist ein Gasmotor mit einer Leistung von 230 kW_{el}. Der elektrische Wirkungsgrad wird mit 36 % (Nutzungsgrad 34 %) und der thermische Wirkungsgrad mit 40 %

(Nutzungsgrad 38 %) veranschlagt. Es wird eine Nutzungsdauer der technischen Anlagenteile von 15 Jahren zugrunde gelegt.

Bei den hier betrachteten Optionen werden zwei unterschiedliche Varianten im Hinblick auf die Wärmenutzung untersucht. Im ersten Fall wird die produzierte Abwärme vollständig genutzt, d. h. 20 % werden zur Aufrechterhaltung der Prozesstemperatur in den Fermenter zurückgeführt und 80 % werden zu Heizzwecken genutzt. Im zweiten Fall wird lediglich eine Wärmenutzung zur Aufrechterhaltung der Prozesstemperatur im Fermenter und zur Beheizung der Wohn- und Wirtschaftsgebäude unterstellt. Damit wird die Wärme in diesem Beispielfall nur zu 40 % genutzt. Die überschüssige Wärme wird an die Umgebung abgegeben.

Der Gärrest wird als Dünger auf dem Feld ausgebracht, dadurch reduzieren sich die Düngeraufwendungen beim Energiepflanzenanbau für die Biogasgewinnung im Gegensatz zu den Anbauverfahren für die alternativen Nutzungsvarianten, da dort kein Gärrest anfällt. Für die Gülle werden keine Gutschriften für den Gärrest berücksichtigt, da die Gülle ohne eine Biogasnutzung ohnehin als Wirtschaftsdünger auf dem Feld ausgebracht würde.

Aufbereitung des Biogases mittels Druckwasserwäsche und Einspeisung ins Erdgasnetz (/FNR 2005/, /FNR 2006b/, /Pölz und Salchenegger 2005/, Anhang Tabelle A-17 und A-18)

Obwohl zumeist eher größere Biogasanlagen mit einer Aufbereitungstechnologie kombiniert werden, kommt hier für den direkten Vergleich zu der dezentralen Nutzung von Biogas die gleiche Biogasanlage zum Einsatz. In /FNR 2006b/ wird sogar eine noch kleinere Anlage in Kombination mit einer Biogasaufbereitung untersucht. Eine Anwendung der aufwändigen Aufbereitungstechnologie in diesem Leistungsbereich ist allerdings derzeit noch nicht weit verbreitet. Für einen verstärkten Einsatz in Kombination mit kleineren Fermentergrößen bedarf es vor allem aus ökonomischer Sicht einer Weiterentwicklung der Technologien und Senkung der Kosten. Das Biogas aus dem Fermenter wird zum Zwecke der Abtrennung des CO₂ einer Druckwasserwäsche zugeführt. Durch die Abtrennung des CO₂ und in geringeren Mengen auch des H₂S wird der Methangehalt erhöht. Die Druckwasserwäsche ermöglicht eine Aufbereitung des Biogases auf Erdgas H Qualität (96 % Methan) und somit eine regelkonforme Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz. Dabei werden die Methanverluste auf etwa 2 % beziffert. Aufgrund der fehlenden Abwärme einer BHKW-Nutzung wird ein Teilstrom des aufbereiteten Biogases abgezweigt und zur Aufrechterhaltung der Prozesswärme im Fermenter in einer Gastherme verbrannt. Hier wird mit einem Anteil von 8 % des Gases als Brennstoffmenge gerechnet. Die Methanverluste und der prozessinterne Methanverbrauch summieren sich demnach auf 10 % der Methanproduktion nach dem Biogasfermenter. Der Nutzungsgrad der Anlage beträgt 90 %.

Bei einer Entnahme des Gases aus dem Netz an anderer Stelle werden hier zwei Varianten betrachtet. Zum einen ist dies eine zentrale Nutzung des Biogases in einem BHKW mit 250 kW_{el} Leistung und einer hohen Wärmenutzung und zum anderen die Nutzung als gasförmiger Kraftstoff in einem KFZ.

Nutzung im zentralen BHKW

Bei der Nutzung in einem BHKW werden die gleichen Wirkungsgrade wie bei der Nutzung vor Ort auf dem landwirtschaftlichen Hof zugrunde gelegt. Allerdings wird angenommen, dass hier eine effizientere Nutzung im Vergleich zur Biogasnutzung auf dem Hof realisiert werden kann. Daher wird hier mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 35 % und einem thermischen Nutzungsgrad von 39 % gerechnet.

Nutzung als Kraftstoff

Im Falle der Kraftstoffnutzung wird an der Tankstelle zur Druckerhöhung auf 200 bar etwa 3 % der in dem Gas enthaltenen Energie in Form von Strom für den Betrieb des Kompressors aufgewendet /Pözl und Salchenegger 2005/. Aufgrund der geringen Anzahl an umgesetzten Anlagen in Deutschland ist die Datengrundlage im Vergleich zu der konventionellen Biogasnutzung weniger belastbar aber immer noch als ausreichend zu bewerten.

Biomasse-Heizwerk (Anhang Tabelle A-19)

Die Daten für das hier zugrunde gelegte Heizwerk beruhen auf Angaben aus /IE 2005b/ und eigenen Annahmen. Die Anlage weist eine thermische Leistung von 5 MW und einen Nutzungsgrad von 85 % bei einem Kesselwirkungsgrad von 95 % auf. Dies gilt sowohl für die Verwendung von Holz als auch Stroh als Brennstoff. Für die Prozessenergie in Form von Strom werden 0,01 kWh/kWh Wärme zugrunde gelegt. Die Anlage ist mit einer Vorschubrostfeuerung, einer Abgasreinigung über Elektrofilter und einem Erdgas-Spitzenlastkessel ausgestattet. Die Volllaststunden werden mit 4.000 h/a veranschlagt.

Pelletierung und Pelletkessel (Anhang Tabelle A-20)

Für die Pelletierung wurden Angaben aus /Bundesamt für Energie 2001/, /Krenn/ und /FNR 2003b/ ausgewertet. Hier werden zwei Varianten der Pelletproduktion bilanziert. Zum einen kommt bereits getrocknetes Restholz mit einem Wassergehalt von 15 % zum Einsatz, zum anderen feuchtes Restholz mit einem Wassergehalt von 43 %. Die Presse ist eine Matrizenpresse mit einer Leistung von 15.000 t/a. Der Strombedarf beträgt 1,5 % bezogen auf den Brennstoffoutput. Für die Variante der Pelletierung von feuchtem Holz (43 % WG) wird zudem für die Trocknung 12,8 % des Brennstoffoutputs als Prozessenergie in Form von Wärme angesetzt.

Der bilanzierte Pelletkessel hat eine Leistung von 10 kW_{th}. Der Kesselwirkungsgrad beträgt 92 % und der Nutzungsgrad 85 %. Der Strombedarf wird mit 0,01 kWh/kWh Wärme, veranschlagt.

Die Datengrundlage ist als belastbar zu bewerten.

Verbrennung mit Dampfkraftprozess im Kondensationsbetrieb (/KAM 2007/, Anhang Tabelle A-21)

Die Annahmen für das hier untersuchte Kraftwerk basieren auf der von der MVV BMKW Mannheim GmbH betriebenen Anlage in Mannheim /KAM 2007/ und auf eigenen Annahmen. Der 4-zügige Kessel mit Wurf-Schwebefehuerung und Wanderrost weist einen Kesselwirkungsgrad von 90 % und eine Feuerungswärmeleistung von 66,9 MW auf. Der erzeugte Frischdampf hat eine Temperatur von 450 °C und einen Druck von 65 bar und wird in einer Turbine mit der Leistung 20 MW_{el} entspannt. Die Rauchgase werden nach dem Prinzip der selektiven, nicht katalytischen Reduktion unter Zugabe von Carbamin entstickt. Eine Erste Entstaubung findet in zwei parallel geschalteten Zyklonen statt. In einem Umlenkflugstromreaktor werden Schwermetalle an Herdofenkoks und saure Bestandteile an reaktivem Kalkhydrat gebunden. In einem Gewebefilter werden anschließend Flugasche, Herdofenkoks und Reaktionssalze abgeschieden. Der Brutto-Wirkungsgrad der Turbine beträgt 34,5 % (Nutzungsgrad 33 %) im Kondensationsbetrieb, der Netto-Wirkungsgrad 30,5 % bei 3,5 % Eigenstrombedarf. Die Vollastbetriebsstunden werden mit 8.000 h/a veranschlagt.

RME-Produktion aus Rapskorn (/BayStMLF 2000/, Anhang Tabelle A-22)

Die Daten basieren auf /BayStMLF 2000/ und entsprechen dem derzeitigen Stand einer Großanlage. Die Rapssaat wird zuerst gereinigt, zerkleinert, konditioniert und anschließend gepresst. Bei der Pressung werden rund 75 % des Öls aus der Rapssaat gewonnen. Als Produkte entstehen dabei Rapsöl und Presskuchen. Das Rapsöl wird zur weiteren Verwendung gefiltert und getrocknet. Aus dem Rapskuchen wird unter Zuhilfenahme des Lösungsmittels Hexan, das nach der Pressung verbliebene Öl zu rund 99 % extrahiert. Bei der Extraktion entstehen die so genannte Miscella, eine Mischung aus Hexan und Öl, und das Extraktionsschrot. Das Hexan wird aus der Miscella durch Destillation zurück gewonnen und das Öl mit dem bei der Pressung gewonnenen Öl zusammen dem anschließenden Prozessschritt der Raffination und Umesterung zugeführt. Das Extraktionsschrot enthält ebenfalls noch Anteile von Hexan, die durch eine Entbenzinierung zurück gewonnen und dem Prozess wieder zugeführt werden. Das Extraktionsschrot wird getrocknet und kann als Futterersatz verwendet werden. Aus 1 t Rapssaat werden 406 kg Öl gewonnen.

Bei der Umesterung reagiert das Rapsöl mit Methanol zu RME und Glycerin. Bei der Reaktion wird der dreiwertige Alkohol im Ester durch einen einwertigen Alkohol ersetzt. RME stellt das Zielprodukt dar, das Glycerin dagegen ein Nebenprodukt, welches in der chemischen Industrie Verwendung findet oder energetisch genutzt werden kann. Bei der Reaktion entstehen aus 1.040 kg Öl und 109 kg Methanol 1.000 kg RME und 132 kg Glycerin.

In Kapitel 3.2 werden die Nebenprodukte Rapsextraktionsschrot und Glycerin in unterschiedlicher Weise in Varianten der Bilanzierung berücksichtigt und deren Einfluss auf das Bilanzierungsergebnis diskutiert.

Ethanolproduktion aus Zucker –Zuckerrübe (Anhang Tabelle A-23)

Die hier gewählten Daten beruhen auf /BayStMLF 2003/, /FNR 2003a/, /Schulz und Hebecker 2005/ und auf eigenen Annahmen. Die Datenbasis ist als belastbar zu bewerten. Der Prozess der Ethanolherstellung umfasst das Reinigen und Zerkleinern der Rüben, die Extraktion des zuckerhaltigen Rohsaftes, die Pasteurisierung und Konzentrierung des Saftes, die eigentliche Vergärung, die Destillation, die Rektifikation, die Absolutierung des Ethanols als auch die Nachbehandlung der Rübenschnitzel (Trocknung und Pressung). Der Konversionswirkungsgrad der Anlage von Zuckerrübenschnitzel zu Ethanol wird mit rund 54 % (Nutzungsgrad 52 %) angenommen. Der erhebliche Prozessenergiebedarf in Form von Wärme und Strom von rund 44 % bezogen auf den Energiegehalt der Zuckerrüben wird durch Netzstrom und Erdgas zur Wärmebereitstellung gedeckt. Nach der Abtrennung des Ethanols werden die Rübenschnitzel getrocknet und gepresst. Auf diesen Prozessschritt entfällt ein erheblicher Teil des Prozessenergiebedarfes vor allem in Form von Wärme. Das Nebenprodukt wird als Futtermittel verkauft und in dem Prozess nicht mehr berücksichtigt. In einer alternativen Bilanzierungsvariante wird das Nebenprodukt als Düngemittel genutzt /FNR 2003a/ (vgl. dazu Kapitel 3.2).

Ethanolproduktion aus Stärke –Getreidekorn (Anhang Tabelle A-24)

Die hier gewählte Datengrundlage beruht auf /BayStMLF 2003/, /FNR 2003a/ und auf eigenen Annahmen. Die Datenbasis ist als belastbar zu bewerten. Der Prozess der Ethanolherstellung umfasst das Mahlen des Korns, die Zugabe von Enzymen, das Einteigen, das Erwärmen der Schlempe, die eigentliche Fermentation, die Destillation, die Rektifikation, die Entwässerung des Ethanols als auch die Nachbehandlung der Schlempereste. Der Konversionswirkungsgrad der Anlage von Getreidekorn zu Ethanol wird mit rund 45 % (Nutzungsgrad 42 %) angenommen. Der erhebliche Prozessenergiebedarf in Form von Wärme und Strom von rund 36 %, bezogen auf den Energiegehalt des Getreidekorns, wird durch Netzstrom und Erdgas zur Wärmebereitstellung gedeckt. Nach der Abtrennung des Ethanols wird die Restschlempe getrocknet und zu „Distiller’s Dried Grain and Solubles“ (DDGS) verarbeitet. Auf diesen Prozessschritt entfällt ein erheblicher Teil des Prozessenergiebedarfes vor allem in Form von Wärme. Das Nebenprodukt DDGS wird als Futtermittel verkauft und in dem Prozess nicht mehr berücksichtigt. Die alternative energetische Nutzung des DDGS wird in Kapitel 3.2 detailliert betrachtet und der Einfluss der Koppelprodukte auf die Bilanzierungsergebnisse diskutiert.

Ethanol aus Lignocellulose (Anhang Tabelle A-25 und A-26)

Aus der Weiterentwicklung und Erforschung der Ethanolproduktion aus Lignocellulose sind in den letzten zwei Jahrzehnten verschiedene Verfahren hervorgegangen (vgl. dazu /Reith et al. 2002/). Die Verfahren unterscheiden sich in der Art der Abtrennung der Cellulose- und Hemicellulosebestandteile von den Ligninanteilen (Dampf- oder Säurebehandlung), in der Art der Hydrolyse der (Hemi-)Cellulose (Säurebehandlung, enzymatischer Aufschluss,

Kombinationen beider) und dem Zeitpunkt der Abtrennung von den nicht vergärbaren Anteilen (Lignin und geringe Anteile Cellulose und Hemicellulose) und den aufgeschlossenen Zuckern. Hohes Potenzial weist die Weiterentwicklung der Vergärung von C5-Zuckern auf, die vor allem einen Bestandteil der Hemicellulose bilden und mit herkömmlichen Hefepilzen nicht in Alkohol umgewandelt werden können. Durch die genetische Veränderung der Mikroorganismen kann das Potenzial der C5-Zucker in Zukunft besser ausgeschöpft werden. Hier werden im Einzelnen die Ethanolproduktion aus Getreide-Ganzpflanze, Getreidestroh und Pappelholz aus KUP betrachtet und im Folgenden dargestellt. Die Datengrundlage ist für alle Verfahren als wenig belastbar zu bewerten. Allerdings sind auf der Grundlage der hier verwendeten Daten realistische Einschätzungen des derzeitigen Entwicklungsstandes der Verfahren möglich.

Ethanolproduktion aus Getreideganzpflanze (Anhang Tabelle A-25)

Für die Ethanolherstellung aus GGP wurden Daten aus /Bentsen et al. 2006/ ausgewertet. Daraus geht hervor, dass der Verbrauch an Dampf für den Großteil der Prozessenergie verantwortlich ist. Der Strom dagegen nimmt nur etwa ein Drittel der Aufwendungen des Dampfes ein. In der dänischen Studie wird der Strom aus dem Netz entnommen und der Dampf durch Verbrennung von Erdgas bereitgestellt. Auf der Datengrundlage der Studie wird hier eine Bilanzierungsvariante untersucht, deren Ergebnisse eher vergleichbar zu dem Verfahren von NREL (National Renewable Energy Laboratory) bei der Holzverwendung sind. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden hier die Nebenprodukte Molasse in den Bilanzierungen nicht berücksichtigt.

Ethanolproduktion aus Lignocellulose (Stroh/Holz) (Anhang Tabelle A-26)

Für die Ethanolherstellung wurden Ergebnisse auf Basis von /Reith et al. 2002/ ausgewertet. Die Daten gelten für eine Anlage nach dem Verfahren von NREL (National Renewable Energy Laboratory) mit einer jährlichen Produktion von 156 kt Ethanol/a. Dabei sein an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass aufgrund der lückenhaften Datengrundlage die Ergebnisse vorsichtig zu interpretieren sind. Für die größenordnungsmäßige und vergleichende Einordnung des Konversionsverfahrens in die Gesamtheit der untersuchten Verfahren ist die Genauigkeit der zu erwartenden Ergebnisse allerdings ausreichend. Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage wird mit 40 % (Nutzungsgrad 39 %) angegeben. Dabei werden 34 % in Form von Ethanol und 6 % in Form von Strom produziert. Lignocellulosehaltige Biomasse wird sowohl mit Dampf als auch mit verdünnter Säure hydrolysiert. Lignin wird nicht von der Zellulose und den Hemicellulosen abgetrennt sondern wird zusammen mit diesen in den Fermenter eingebracht. Dort findet die Ethanolproduktion statt. Nach der Abtrennung des Ethanols werden die Reststoffe zur gekoppelten Kraft-Wärme-Produktion in einer Dampfturbine genutzt. Die gesamte Wärme wird prozessintern, zum Großteil als Dampf, genutzt. Der Strom wird zu 75 % prozessintern

zum Antrieb von Gebläse und Pumpen verwendet. 25 % können als Koppelprodukt ins Netz eingespeist werden.

Eine Verbesserung der Wirkungsgrade kann durch die Weiterentwicklung von Verfahren bzw. Mikroorganismen bzw. Enzymen erreicht werden, welche die C5-Zucker zu Alkohol umwandeln können. Weiterer Forschungs- und Optimierungsbedarf gibt es bei der Vorbehandlung (Dampf/Säure/Kombination) der Rohstoffe zur Trennung der Zellulose und Hemicellulose vom Lignin und dem Aufschluss der Molekular- und Makromolekularstrukturen.

Niedertemperatur- und Flugstromvergasung mit anschließender Fischer-Tropsch Synthese (Anhang Tabelle A-27)

Die Daten basieren auf Angaben der Firma Choren aus Freiberg /Choren 2004/. Die Produktion von BTL ist ein mehrstufiges Verfahren. Die Biomasse wird zunächst nach dem Carbo-V-Verfahren /Choren 2009/ in einen gasförmigen Energieträger überführt. Das Gas wird danach aufbereitet und einer Fischer-Tropsch-Synthese zugeführt. Dabei besteht der Vergasungsprozess (Carbo-V-Verfahren) aus drei aufeinanderfolgenden Stufen, nämlich einer Niedertemperatur-, einer Hochtemperatur- und einer endothermen Flugstromvergasung. Bei der Niedertemperaturvergasung wird die Biomasse bei Temperaturen von 300 - 500 °C mit Sauerstoff oder Luft partiell oxidiert und in ein teerhaltiges Gas und Biokoks zerlegt. Im darauffolgenden Prozessschritt der Hochtemperaturvergasung erfolgt eine unterstöchiometrische Oxidation des teerhaltigen Gases mit Luft oder Sauerstoff bei Temperaturen oberhalb des Ascheschmelzpunktes. Bei der Flugstromvergasung reagieren der zu Staub gemahlene Biokoks und das heiße Vergasungsmittel endotherm zu Syntheserohgas. Dieses wird nach einer Aufbereitung zu Fischer-Tropsch-Synthese zugeführt, in der die reaktiven Bestandteile (CO und H₂) an einem Katalysator zu Kohlenwasserstoffen reagieren.

Es wird mit einem Anlagenwirkungsgrad von 45 % (Nutzungsgrad 44 %) gerechnet. Darin sind bereits der Energieverbrauch in Form von Erdgas und Strom berücksichtigt. Die Daten wurden ausgehend von der bestehenden Pilotanlage mit wenigen MW Leistung auf eine großtechnische Anlage mit einer Leistung von 43 MW übertragen und gelten für diese Anlagengröße (Kostendaten wurden anhand der Sigma-Anlage mit einer Produktion von rund 200.000 t BTL pro Jahr erhoben). Der produzierte Fischer-Tropsch Kraftstoff teilt sich auf die unterschiedlichen Fraktionen Rohbenzin, Kerosin und Diesel auf /WI 2006b/, wobei Diesel die größten Anteile der Produktpalette aufweist. Hierbei wird der als Nebenprodukt produzierte Strom im Prozess als Prozessenergie verwendet /Tijmensen 2000/.

Die Datengrundlage ist als weniger belastbar zu bewerten. Die Verfügbarkeit detaillierter Daten über Anlagenkonzepte ist gering. Allerdings kann auf Grundlage der hier verwendeten Daten eine durchaus realistische Einschätzung der Anlagenkonzepte und ihrer Eigenschaften zum derzeitigen Stand der Entwicklungen abgegeben werden.

Biogasaufbereitung und Nutzung als Kraftstoff

Siehe Technologiebeschreibung „Biogasfermenter und Aufbereitung des Biogases mittels Druckwasserwäsche und Einspeisung ins Erdgasnetz“. Zusätzlich werden hier die Energetischen Aufwendungen für den Aufbau des Betankungsdrucks an der Tankstelle berücksichtigt. Dieser beträgt 3 % des Energiegehaltes des Kraftstoffs.

2.1.3 Prozessketten der Biomassenutzung

Die oben vorgestellten Produktions- und Bereitstellungsverfahren werden mit den Konversionstechnologien zu Prozessketten verknüpft. Insgesamt werden 55 Prozessketten zusammengestellt und untersucht. In Tabelle 2-3 sind die Prozessketten, die hier verwendeten Abkürzungen und eine kurze Beschreibung zusammengefasst.

Dabei ist die Kombination von Rohstoff und Konversionstechnologie so gewählt, dass die wichtigsten Nutzungspfade von Biomasse im Hinblick auf die Umsetzung konkreter Konzepte in der Praxis derzeit und in naher Zukunft abgebildet werden. Zudem soll die breite Rohstoffbasis möglichst vollständig berücksichtigt werden. Die bedeutende Rolle von Holz als Energieträger spiegelt sich auch in der Auswahl und Zusammenstellung der Prozessketten wider.

Tabelle 2-3: Abkürzung und Beschreibung der untersuchten Prozessketten

| Prozesskettenbezeichnung | Erklärung |
|---------------------------------|---|
| Altholz-DT-KWK | Verbrennung von Altholz, Nutzung in Dampfturbine in KWK |
| Altholz-ORC | Verbrennung von Altholz, Nutzung in einer ORC-Anlage |
| Altholz-Verg.-BHKW | Vergasung von Altholz, Nutzung des Produktgases in einem Gasmotor |
| Altholz-Wärme | Verbrennung von Altholz in einem Heizwerk, Bereitstellung von Fernwärme |
| Altholz-DT-Strom | Verbrennung von Altholz, Nutzung in Dampfturbine zur Stromproduktion |
| Altholz-FT | Vergasung von Altholz, Synthese von Fischer-Tropsch Diesel |
| GGP-DT-KWK | Verbrennung von GGP, Nutzung in Dampfturbine in KWK |
| GGP-ORC | Verbrennung von GGP, Nutzung in einer ORC-Anlage |
| GGP-Ferm.-BHKW40 | Biogasproduktion aus GGP, BHKW vor Ort, 40%ig Wärmenutzung |
| GGP-Ferm.-BHKW100 | Biogasproduktion aus GGP, BHKW vor Ort, 100%ig Wärmenutzung |
| GGP-Ferm.Aufb.-BHKW | Biogas aus GGP, Aufbereitung, BHKW zentral, 100%ig Wärmenutzung |
| GGP-Wärme | Verbrennung von GGP in einem Heizwerk, Bereitstellung von Fernwärme |
| GGP-DT-Strom | Verbrennung von GGP, Nutzung in Dampfturbine zur Stromproduktion |
| GGP-Ferm.Aufb.-KS | Biogas aus GGP, Aufbereitung, Tankstelle, Kraftstoff |
| GGP(Korn)-Eth. | Ethanolproduktion aus Triticalekorn |
| GGP(GP)-Eth. | Ethanolproduktion aus Triticaleganzpflanze |
| GGP-FT | Vergasung von GGP, Synthese von Fischer-Tropsch Diesel |
| Gülle-Ferm.-BHKW40 | Biogasproduktion aus Gülle, BHKW vor Ort, 40%ig Wärmenutzung |
| Gülle-Ferm.-BHKW100 | Biogasproduktion aus Gülle, BHKW vor Ort, 100%ig Wärmenutzung |
| Gülle-Ferm.Aufb.-BHKW | Biogas aus Gülle, Aufbereitung, BHKW zentral, 100%ig Wärmenutzung |
| Gülle-Ferm.Aufb.-KS | Biogas aus Gülle, Aufbereitung, Tankstelle, Kraftstoff |
| Ind.-trocken-Pellet-Wärme | Pressung von Pellets aus trockenem Industrierestholz, Pelletkessel, Wärme |
| Ind.-feucht-Pellet-Wärme | Pressung von Pellets aus feuchtem Industrierestholz, Pelletkessel, Wärme |
| KUP-DT-KWK | Verbrennung von KUP, Nutzung in Dampfturbine in KWK |
| KUP-ORC | Verbrennung von KUP, Nutzung in einer ORC-Anlage |
| KUP-Verg.-BHKW | Vergasung von KUP, Nutzung des Produktgases in einem Gasmotor |
| KUP-Wärme | Verbrennung von KUP in einem Heizwerk, Bereitstellung von Fernwärme |
| KUP-DT-Strom | Verbrennung von KUP, Nutzung in Dampfturbine zur Stromproduktion |
| KUP-FT | Vergasung von KUP, Synthese von Fischer-Tropsch Diesel |
| KUP-Eth. | Ethanol aus KUP-Holz |
| Mais-Ferm.-BHKW40 | Biogasproduktion aus Mais, BHKW vor Ort, 40%ig Wärmenutzung |
| Mais-Ferm.-BHKW100 | Biogasproduktion aus Mais, BHKW vor Ort, 100%ig Wärmenutzung |
| Mais-Ferm.Aufb.-BHKW | Biogas aus Mais, Aufbereitung, BHKW zentral, 100%ig Wärmenutzung |
| Mais-Ferm.Aufb.-KS | Biogas aus Mais, Aufbereitung, Tankstelle, Kraftstoff |
| Raps-RME | Anbau von Raps, Extraktion, Umesterung, RME |
| Stroh-DT-KWK | Verbrennung von Stroh, Nutzung in Dampfturbine in KWK |
| Stroh-ORC | Verbrennung von Stroh, Nutzung in einer ORC-Anlage |
| Stroh-Verg.-BHKW | Vergasung von Stroh, Nutzung des Produktgases in einem Gasmotor |
| Stroh-Wärme | Verbrennung von Stroh in einem Heizwerk, Bereitstellung von Fernwärme |
| Stroh-DT-Strom | Verbrennung von Stroh, Nutzung in Dampfturbine zur Stromproduktion |
| Stroh-FT | Vergasung von Stroh, Synthese von Fischer-Tropsch Diesel |
| Stroh-Eth. | Fermentation von Stroh, Ethanol |
| Waldholz(vm)-DT-KWK | Verbrennung von Waldholz vollmechanisiert, Nutzung in Dampfturbine in KWK |
| Waldholz(vm)-ORC | Verbrennung von Waldholz vollmechanisiert, Nutzung in einer ORC-Anlage |
| Waldholz(vm)-Verg.-BHKW | Vergasung von Waldholz vollmechanisiert, Nutzung des Produktgases in Gasmotor |
| Waldholz(vm)-Wärme | Verbrennung von Waldholz vollmechanisiert in Heizwerk, Bereitstellung von Fernwärme |
| Waldholz(vm)-DT-Strom | Verbrennung Waldholz vollmechanisiert, Nutzung in Dampfturbine zur Stromproduktion |
| Waldholz(vm)-FT | Vergasung von Waldholz vollmechanisiert, Synthese von Fischer-Tropsch Diesel |
| Waldholz(tm)-DT-KWK | Verbrennung von Waldholz teilmechanisiert, Nutzung in Dampfturbine in KWK |
| Waldholz(tm)-ORC | Verbrennung von Waldholz teilmechanisiert, Nutzung in einer ORC-Anlage |
| Waldholz(tm)-Verg.-BHKW | Vergasung von Waldholz teilmechanisiert, Nutzung des Produktgases in Gasmotor |
| Waldholz(tm)-Wärme | Verbrennung von Waldholz teilmechanisiert in Heizwerk, Bereitstellung von Fernwärme |
| Waldholz(tm)-DT-Strom | Verbrennung Waldholz teilmechanisiert, Nutzung in Dampfturbine zur Stromproduktion |
| Waldholz(tm)-FT | Vergasung von Waldholz teilmechanisiert, Synthese von Fischer-Tropsch Diesel |
| Zuckerrübe-Eth. | Anbau von Zuckerrübe, Ethanolproduktion |

Die Prozessketten werden im Folgenden mit der Prozesskettenbezeichnung genannt.

2.1.4 Fossile Referenzsysteme

Die Prozessketten werden für einzelne Vergleichsgrößen wie dem THG-Minderungspotenzial, den THG-Minderungskosten und dem Substitutionspotenzial für fossile Energieträger konventionellen Verfahren der Energiebereitstellung gegenüber gestellt. Dafür werden fossile Referenztechnologien ausgewählt und zum Vergleich heran gezogen.

Die Auswahl der Referenztechnologien orientiert sich zum einen an einer möglichst direkten Vergleichbarkeit der erneuerbaren und konventionellen Konversionstechnologie (Art der Konversionsverfahren, Wirkungsgrade, Größe der Anlage) zum anderen wird versucht konventionelle Technologien zu berücksichtigen, die durch die Nutzung der erneuerbaren Konversionstechnologie am wahrscheinlichsten im bestehenden Energiesystem Deutschland substituiert werden.

Aufgrund der überwiegend dezentralen Anwendung der Bioenergie, die der eher zentralen Energiebereitstellung aus fossilen Energieträgern gegenübersteht, ist die Auswahl einer komplementären fossilen Technologie hinsichtlich Anlagengröße und Konversionsverfahren, welche zudem eine gewisse Relevanz für das bestehende Energiesystem aufweist, erschwert. Kleine und mittlere Heiz(kraft)werke im Bereich von 0,5-10 MW_{el}, wie sie bei der Biomassenutzung dominieren, spielen im Hinblick auf die Nutzung fossiler Energieträger innerhalb des bestehenden Energiesystems eine untergeordnete Rolle. Hier kommen vor allem Erdgas- und Heizöl-BHKWs zum Einsatz. Für die Stromproduktion gilt ähnliches. Kraftwerke, bei denen die Anlagenleistung bei der Bioenergienutzung zumeist unterhalb der 20 MW_{el} liegt, sind in dieser Leistungsklasse unter den konventionellen Technologien der Strombereitstellung kaum zu finden und sind im Energiesystem von geringer Bedeutung. Daher ist ein direkter Vergleich komplementärer Technologien, die gleichzeitig repräsentativ für die Bioenergie als auch für die konventionelle Energiebereitstellung sind, nur schwer zu realisieren. Überdies kann nicht ausreichend abgeschätzt werden, welche der konventionellen Technologien in höherem Maße von der Bioenergie substituiert werden als andere. Ein Schluss auf ein verstärktes Ausscheiden einer Technologie aufgrund eines erhöhten Erneuerungsbedarfs oder der Alterstruktur des Anlagenparks kann nicht gezogen werden.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen wird hier im Falle der reinen Stromproduktion auf ein Steinkohlekraftwerk (645 MW_{el}) als Referenz zurückgegriffen. Bei der Wärmebereitstellung wird vor dem Hintergrund der hohen Anzahl von Einzelhausheizsystemen welche vorwiegend mit Gas oder Heizöl betrieben werden, dem Pelletkessel eine Gastherme mit 15 kW_{th} gegenüber gestellt. Für die Fernwärmebereitstellung aus dem Heizwerk wird ein Erdgas-Heizwerk (10 MW_{th}) als Referenz gewählt. Für die Bereitstellung von Strom und Wärme in KWK im kleinen und mittleren Leistungsbereich wird zum direkten Vergleich ein Erdgas-BHKW mit 1 MW_{el} als Vergleichstechnologie herangezogen. Diese Referenz wird für alle KWK-Optionen verwendet. Die Erdgasanlage mit einer Leistung von 1 MW_{el} ist vergleichsweise günstig für den Vergleich von Anlagen der Biomassenutzung in einem Leistungsbereich zwischen 230 kW_{el} (Biogas BHKW) und 6 MW_{el} (DT-Heizkraftwerk).

Diesel, Benzin und Erdgas dienen den hier betrachteten biogenen flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen als Referenz.

2.2 Prozesskettenanalyse und ganzheitliche Bilanzierung

Die Prozesskettenanalyse erscheint als Analysemethode geeignet, um über die gesamte Abfolge an Prozessen bei der Produktion, Bereitstellung und Konversion der Biomasse charakteristische technische, ökonomische und ökologische Eigenschaften abzubilden und eine Datengrundlage für einen umfassenden Vergleich und eine integrative Bewertung zu schaffen.

Dafür werden Stoffstrom- und Energiebilanzen erarbeitet, aus denen charakteristische Kennwerte, im Folgenden Vergleichsgrößen genannt, aus den Bereichen Technik und Ökologie, wie z. B. Gesamteffizienz und spezifische THG-Emissionen, abgeleitet werden können. In der Prozesskettenanalyse werden die wichtigsten ein- und ausgehenden Stoffe und Energieträger und vor- und nachgelagerte Ketten zu deren Produktion und Bereitstellung berücksichtigt. Überdies werden für die einzelnen Prozessschritte Materialverluste bei Ernte, Transport und Lagerung als auch Wirkungsgradverluste bei der Konversion bilanziert. Für den Bereich der Ökonomie werden die Gesteungskosten für die Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff ermittelt.

Die Ergebnisse der Analysen werden in einem weiterführenden Schritt mit entsprechenden Vergleichswerten von fossilen Referenzsystemen verglichen, um weiterführende Vergleichsgrößen (kombinierte Vergleichsgrößen) generieren zu können, die nicht direkt aus der Prozesskettenanalyse hervorgehen. Diese sind z. B. THG-Minderung und THG-Minderungskosten oder Substitutionspotenzial für fossile Energieträger. Sozio-ökonomische Größen, wie etwa Beschäftigungseffekte oder die Akzeptanz für die Nutzungsoptionen in der Bevölkerung werden hier nicht berücksichtigt.

Die Vorgehensweise bei der Bilanzierung orientiert sich an den Richtlinien der ganzheitlichen Bilanzierung, bei der vor dem Hintergrund einer möglichst umfassenden Analyse und Bewertung von Industrieprodukten und Dienstleistungen sowohl ökologische als auch technische und ökonomischen Aspekte berücksichtigt und untersucht werden (vgl. dazu /Eyrer 1996/, /Marheineke et al. 2000/). Da dies auch für die vorliegende Arbeit zutrifft, stellt das Verfahren der ganzheitlichen Bilanzierung daher eine sinnvolle methodische Grundlage dar, um eine möglichst umfangreiche Bewertung der konkurrierenden Nutzungsoptionen zu ermöglichen.

Die Bilanzierung der Prozessketten orientiert sich an der Vorgehensweise bei der Ökobilanzierung (/DIN EN ISO 14040/, /DIN EN ISO 14041/, /DIN EN ISO 14042/, /DIN EN ISO 14043/), indem sowohl vor- als auch nachgelagerte Prozessketten, wie z. B. der Bau der Konversionsanlagen und Maschinen als auch deren Rückbau oder die Prozessketten zur Bereitstellung von Betriebsmitteln und Hilfsstoffen wie Diesel, Pflanzenschutzmittel und Dünger, in den Bilanzen Eingang finden (vgl. dazu /Becher 1997/).

2.3 Bilanzierungsgrenzen und Systemdefinition

Im Folgenden wird vor dem Hintergrund einer transparenten und nachvollziehbaren Vorgehensweise genauer auf die Bilanzierungsgrenzen, die Systemdefinition, die Datenerhebung und die Bilanzerstellung eingegangen.

Bei der Bilanzierung der Prozessketten wird nach dem Prinzip „von der Wiege bis zur Bahre“ vorgegangen, d. h. es werden die gesamten Lebenswege der Energieträgernutzung von der Produktion der Bioenergieträger, deren Transport und Konversion bis hin zur Entsorgung der Rückstände betrachtet. Dieses Prinzip gilt auch für die in den Prozessketten genutzten Maschinen und Anlagen. Deren Bau, Betrieb und Rückbau wird ebenfalls in der Bilanz berücksichtigt. Auch für die notwendigen Betriebs- und Hilfsmittel wie Hilfsenergie, Kraftstoff oder Düngemittel wird diese Vorgehensweise angewandt und sowohl deren Energiegehalt als auch die energetischen Aufwendungen und Emissionen für deren Bereitstellung bilanziert. Insgesamt wird also nicht nur die Prozesskette der eigentlichen Bioenergieträgernutzung sondern es werden auch vor- und nachgelagerte Ketten mitbilanziert. Für die betrachteten Prozessschritte werden die auftretenden Energieverluste in Form von Materialverlusten, z. B. Ernte-, Transport- oder Lagerverluste, und Wirkungsgradverlusten der Konversionsanlagen berücksichtigt (vgl. Abb. 2-2). Für die Konversion werden die Verluste aufgrund der in der Praxis auftretenden Lastwechsel und Nachfrageschwankungen und der damit verbundenen Schwankungen beim Wirkungsgrad, auf der Grundlage der jährlichen Nutzungsgrade ermittelt.

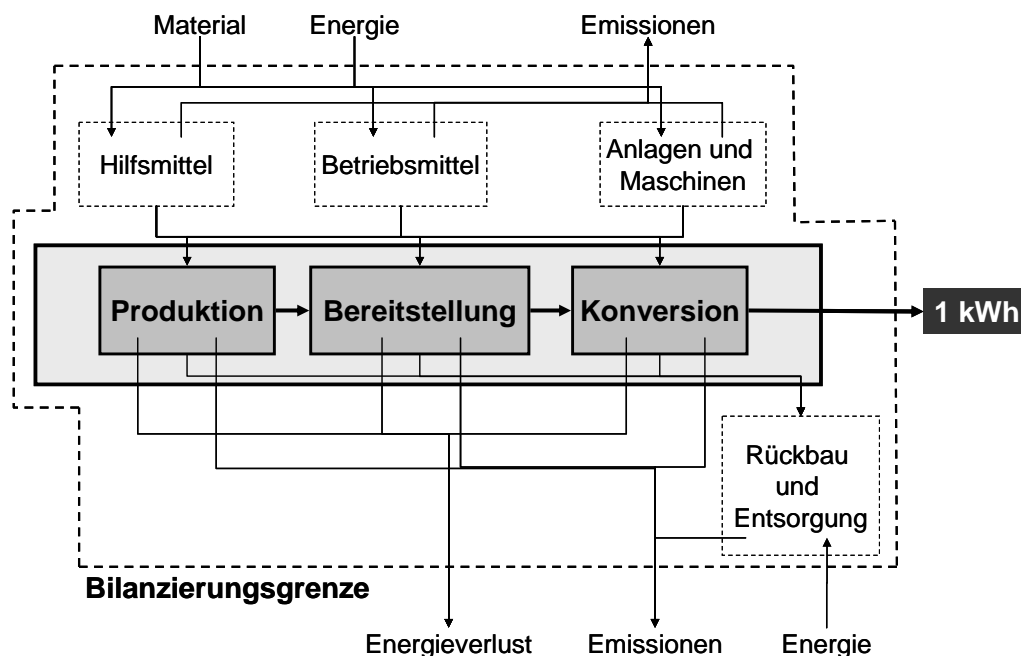


Abb. 2-2: Die Bilanzierungsgrenze bei der Stoffstrom- und Energieflussanalyse

Die Prozessketten werden in die drei aufeinander folgenden Teilbereiche Produktion, Bereitstellung und Konversion gegliedert. Bei Prozessketten, in denen Rest- oder Abfallstoffe

genutzt werden, entfällt der Teilbereich der Produktion und die Prozesskette beginnt mit der Bereitstellung des Brennstoffs. Die Prozessketten enden am Ausgang der Konversionsanlage. Die Bezugsgröße für die Bilanzen stellt 1 kWh in Form des Endenergieträgers (Strom, Wärme oder Kraftstoff) als Endprodukt der Prozesskette dar.

Die Strom- und Nahwärmeverteilung wird nicht bilanziert. Die Verluste für die Wärmeübertragung, die abhängig sind von der Art und dem Umfang der Isolierung, dem Temperaturniveau, der Leitungslänge und dem Anschlussgrad werden mit 2 - 17 % angegeben /Nahwärme Forum 2009/. Die Netzverluste bei der Stromverteilung können ggf. bis zu rund 6 % betragen /Statistisches Bundesamt 2009/. Vor dem Hintergrund der stark schwankenden Angaben und einer einheitlichen methodischen Vorgehensweise wird die Übertragung und Verteilung der Endenergieträger nicht bilanziert. Die Ergebnisse sollten ggf. vor diesem Hintergrund interpretiert werden.

Da sich die Nebenprodukte wie z. B. DDGS, Extraktionsschrot oder Glycerin in ihrer Art und vor allem in ihren zumeist stofflichen Verwendungsmöglichkeiten stark unterscheiden, werden diese in den Bilanzen nicht berücksichtigt. Da sie allerdings im Einzelfall eine wichtige Rolle sowohl für den wirtschaftlichen Erfolg als auch für die energetische Gesamtbetrachtung spielen können, wird deren Bedeutung und Einfluss auf die Bilanzierungen in einem eigenen Kapitel (Kapitel 3.2) analysiert. Aufgrund der Datengrundlage für die Produktion von BTL-Kraftstoff und Ethanol aus Lignocellulose, für die lediglich kumulierte Daten inklusive der energetischen Nutzung der Nebenprodukte zur Bereitstellung der Prozessenergie vorliegen, wird für diese beiden Pfade die Nebenproduktnutzung automatisch in den Bilanzen berücksichtigt. Die Bilanzierung ohne die Berücksichtigung von Nebenprodukten erfolgt aus dem Grund, dass die Nebenprodukte zumeist nicht energetisch sondern eher stofflich genutzt werden. Da die Analyse allerdings die energetische Nutzung von Biomasse im Fokus hat und die stoffliche Nutzung als z. B. Futtermittel, Rohstoff für die Chemieindustrie oder Düngerersatz methodisch nicht immer einheitlich mit den energetischen Hauptprodukten zu vergleichen ist, werden die Nebenprodukte in getrennten Bilanzen anhand deren energetischer Nutzung berücksichtigt.

Im Falle der Koppelproduktion von Strom und Wärme besteht das Problem des methodischen Umganges mit den beiden unterschiedlichen Energieformen in einer Bilanz. In /Hochfeld und Jenseit 1998/ werden zwei unterschiedliche Methoden zum Vorgehen bei der Koppelproduktion besprochen. Entweder die Ergebnisgrößen werden auf den Strom und die Wärme allokiert und den Produkten anhand eines aufzustellenden Schlüssels zugeordnet oder sie werden mittels einer Gutschrift über ein Referenzsystem ausgeglichen. Wenn die Allokation gewählt wird, muss ein Schlüssel zur Aufteilung erstellt werden. Dieser sollte aus Gründen der Nachvollziehbarkeit transparent sein und genau erläutert werden. Wird dagegen die Gutschriftmethode angewandt, können z. B. bei einer Gutschrift für fossil erzeugte Wärme bei der Betrachtung der Strombereitstellung negative Ergebniswerte resultieren. Die Ergebnisse sind in beiden Fällen, entweder aufgrund eines subjektiven Schlüssels oder unterschiedlicher Referenzsysteme nicht immer ohne weiteres direkt miteinander

vergleichbar. Grundsätzlich werden in der vorliegenden Arbeit für die Bilanzierung von KWK-Anlagen die beiden Endenergieformen Strom und Wärme auf Basis ihres Energiegehaltes zusammengeführt und als eine Gesamtenergiemenge behandelt. Um der unterschiedlichen exergetischen Wertigkeit der beiden Endenergieformen Rechnung zu tragen wird der Aspekt der Gesamteffizienz der Nutzungspfade zudem auch im Hinblick auf die Exergie bewertet und als Teilergebnis bei der Gesamtbewertung berücksichtigt.

Bei den Prozessketten der Kraftstoffbereitstellung werden für die Bilanzierung der Emissionen die direkten Emissionen bei der motorischen Nutzung im Fahrzeug mitberücksichtigt und auf den Kraftstoff am Ausgang der Konversionsanlage bezogen. Diese Vorgehensweise wird aufgrund der besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit den Prozessketten für Strom und Wärme begründet, in denen die Oxidation des Energieträgers am Ausgang der Konversionsanlage bereits vollzogen ist.

In der vorliegenden Arbeit werden die luftgetragenen Emissionen CO₂, N₂O und CH₄ berücksichtigt und anhand von CO₂-Äquivalenten auf ihre Klimawirksamkeit hin bewertet. Eine Berücksichtigung der Emissionen in Wasser und Boden erfolgt nicht.

Stoffstrom- und Energieflussbilanzierung

Für die einzelnen Prozessschritte werden die Stoff- und Energieflüsse in und aus dem jeweils untersuchten System erfasst.

Hierbei treten im Bereich der landwirtschaftlichen Produktion als Eingangsgrößen in das Bilanzierungssystem vor allem Betriebs- und Hilfsmittel (vgl. Abb. 2-2) in Form von Pflanzenschutzmittel, Dünger, Saatgut und Treibstoff (Diesel) in den Vordergrund und als Ausgangsgrößen die bei der Produktion und Bereitstellung auftretenden Emissionen dieser Stoffe. Für den Prozesskettenabschnitt der Bereitstellung ergibt sich aus dem Aufwand für Diesel bei der Ernte und dem Transport der bedeutendste Energiestrom in das System. Die wichtigsten Stoffströme aus dem System stellen dabei die Emissionen sowie die Ernte- und Bereitstellungsverluste, z. B. in Form von Biomasse, die bei der Ernte auf dem Feld verbleibt, dar. Für den Prozesskettenabschnitt der Konversion stellen die notwendige Prozessenergie die wichtigste Eingangsgröße in das System und Energieströme in Form von Konversionsverlusten als auch die Stoffströme in Form von Emissionen die wichtigsten Ausgangsgrößen aus dem System dar.

Für alle notwendigen Hilfs- und Betriebsmittel werden ebenfalls deren gesamte Lebenswege, d. h. die vorgelagerten Prozessketten zu deren Produktion und Bereitstellung betrachtet und in der Bilanz berücksichtigt. Dies geschieht indem zum einen der kumulierte Energieaufwand (KEA) der Materialien und Energieträger zum anderen die damit verbundenen Emissionen in die Bilanz aufgenommen werden.

Für die Benutzung der Produktions-, Ernte- und Transportmaschinen und der Konversionsanlagen wird deren Produktion, Betrieb und Rückbau berücksichtigt und anteilig in die Bilanz aufgenommen. Dabei beruht die energetische Bewertung der Anlagenbenutzung

und der damit verbundenen Emissionen auf eigenen Berechnungen, die sich vor allem auf die Baustoffe Stahl, Zement und Gummi zurückführen lassen.

Die energetischen Verluste, die bei der Konversion der Energieträger auftreten, werden in den Bilanzen auf der Grundlage der Anlagennutzungsgrade berücksichtigt. Der Nutzungsgrad stellt im Vergleich zum punktuellen Wirkungsgrad einer Anlage eine Größe dar, welche die Brennstoffausnutzung in einer Konversionsanlage über den Zeitraum eines Jahres abbildet.

Bei der Entscheidung für oder gegen die Berücksichtigung einzelner Stoff- und Energieströme wurde ein Vergleich mit Vorgehensweisen und Ergebnissen in der Literatur vorgenommen. Die jeweiligen Abschneidekriterien für die Aufnahme der auftretenden Stoff- und Energieströme in die Bilanzierung wurden so gewählt, dass sich die Werte an der Grenze von 0,1 % des Energie- und Emissionsaufkommens orientierten. Sind sie geringer als 0,1 % werden sie aufgrund des geringen Einflusses auf das Ergebnis nicht berücksichtigt.

Die Bilanzierungen werden auf Basis des Heizwertes (H_u) durchgeführt. Dieser ist abhängig vom jeweiligen Wassergehalt der Biomasse. Der Heizwert in Abhängigkeit vom Wassergehalt errechnet sich nach folgender Formel:

$$H_{u(w)} = \frac{H_{u(wf)} \cdot (100 - w) - 2,44w}{100} \quad (2 - 1)$$

wobei:

$H_{u(w)}$: Heizwert der Biomasse bei einem bestimmten Wassergehalt w

$H_{u(wf)}$: Heizwert der Trockenmasse („wasserfrei“)

w : Wassergehalt

Konstante: Verdampfungsenthalpie des bei der Verbrennung entstehenden Wassers (2,44 MJ/kg)

Bei den Untersuchungen hat sich herausgestellt, dass bei der Heizwertberechnung (H_u) die Wahl zwischen Trocken- (TM) oder Feuchtmasse (FM) als Bezugsbasis einen großen Einfluss auf die Bilanzierungsergebnisse hat. Je höher der Wassergehalt der Biomasse desto höher gestaltet sich der Unterschied zwischen den Heizwerten auf Trockenmasse- und Feuchtmassebasis. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden hier lediglich die Ergebnisse der Bilanzierungen auf TM-Basis dargestellt.

Datenerhebung und Datengrundlage

Die Datengrundlage für die Bilanzierungen der Stoff- und Energieströme stammt aus unterschiedlichen Quellen. Für die landwirtschaftliche Produktion wurden vorwiegend Daten aus /KTBL 2004/, /Pflanzliche Erzeugung 1992/, und /Kaltschmitt und Reinhardt 1997/ herangezogen. Für die Bereitstellung forstwirtschaftlicher Biomasse wurden Daten aus /Eltrop et al. 2006/ und /Wittkopf 2005/ verwendet. Emissionsfaktoren und Angaben über den

kumulierten Energieaufwand (KEA) der Betriebs- und Grundstoffe wurden aus der EcoInvent-Datenbank /SCLCI 2004/ und der Gemis-Datenbank (Gemis 4.2) /Gemis 2006/ entnommen. Für den Transport wurden Angaben aus /Borken et al. 1999/ herangezogen. Angaben über die Brennstoffeigenschaften stammen u. a. aus /Härdtlein et al. 2004/ und /Kaltschmitt und Hartmann 2001/.

Die Datengrundlage für die Stoff- und Energieflussbilanzierung kann für die Mehrheit der Werte als belastbar angesehen werden. Für die energetische Bewertung der Anlagenbenutzung wurden eigene Berechnungen durchgeführt. Für die technischen Kenngrößen der Konversionsanlagen wurden ebenfalls Angaben unterschiedlicher Quellen herangezogen und miteinander verglichen. Diese können ebenfalls als belastbar betrachtet werden. Lediglich bei der Vergasung und insbesondere bei der anschließenden Fischer-Tropsch-Synthese sowie bei der Produktion von Ethanol aus Lignocellulose ist die Datengrundlage als weniger belastbar zu bezeichnen. Diese stammen aus einer einzigen Quelle und geben ein wenig detailliertes Bild der Stoff- und Energieströme.

Kostenanalyse

Für die untersuchten Konversionstechnologien wurden Berechnungen für die spezifischen Energiegestehungskosten (in EUR_{ct}/kWh) durchgeführt. Dafür werden die jährlichen kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten, die mit den Konversionsprozessen der biogenen Brennstoffe zu den Endenergieträgern Wärme, Strom und Kraftstoff verbunden sind, ermittelt. Die jährlichen kapitalgebundenen Kosten werden anhand der Annuitätenmethode auf der Grundlage der Investitionskosten und einem Zinssatz von 4,5 % sowie einer Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahren errechnet. Unter den betriebsgebundenen Kosten werden die Personal-, Versicherungs- und Instandhaltungskosten und unter den verbrauchsgebundenen Kosten die Brennstoffkosten und die Kosten für Hilfsenergie zusammengefasst. Das Bezugsjahr für die Kostenangaben ist das Jahr 2006. Bei den Berechnungen wird die Umsatzsteuer nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Kostenberechnung wurden mit Angaben aus der einschlägigen Literatur verglichen. Dafür wurden unter anderem folgende Studien analysiert und ausgewertet: /BayStMLF 2000/, /BayStMLF 2003/, /Bundesamt für Energie 2007b/, /FNR 2003a/, /FNR 2006a/, /FNR 2006b/, /FNR 2006c/, /FNR 2006d/, /FZ 2006/, /Henniges 2007/, /HMU 2007/, /IE 2005a/, /IE 2005b/, /IUSE 2008/, /Kaltschmitt und Hartmann 2002/, /Leible et al. 2003/, /Leible et al. 2006/, /Leible et al. 2007/, /LfL 2005/, /Nitsch et al. 2004/, /Reith et al. 2002/, /Schmitz 2003/, /Staiß 2007/, /Theißing 2006/, /Urban et al. 2006/, /Wolff 2004/.

Die Brennstoffkosten für die Bioenergieträger, die den Berechnungen für die Gestehungskosten zugrunde gelegt wurden, sind im Anhang in Tabelle A-28 zusammengestellt.

Die Gestehungskosten für die fossilen Referenztechnologien wurden ebenfalls auf der Grundlage der oben genannten Quellen erhoben und gelten ebenfalls für das Jahr 2006.

2.4 Auswahl und Definition der Vergleichsgrößen

Aus den Ergebnissen der Prozesskettenanalyse lassen sich unterschiedliche technische, ökonomische und ökologische Vergleichsgrößen ableiten. Dabei handelt es sich zum einen um einfache und zum anderen um kombinierte Vergleichsgrößen. Erstere können direkt aus den Bilanzergebnissen abgeleitet werden. Die kombinierten Vergleichsgrößen ergeben sich durch die Gegenüberstellung einer Prozesskette mit der fossilen Referenzoption (vgl. Tabelle 2-4). Im Folgenden werden die ausgewählten Vergleichsgrößen vorgestellt und definiert.

Tabelle 2-4: Einfache und kombinierte Vergleichsgrößen für die Prozesskettenanalyse für die Kategorien Technik, Ökonomie und Ökologie

| Kategorie | Vergleichsgröße | |
|-----------|---|------------------------------------|
| | einfach | kombiniert |
| Technik | Energieeffizienz | Spez. Substitutionspotenzial |
| | Flächenenergieertrag | |
| | Exergetischer Nutzungsgrad | |
| Ökonomie | Gestehungskosten | Emissionsminderungskosten |
| Ökologie | Spez. CO ₂ -Äquivalentemissionen | Spez. Emissionsminderungspotenzial |

2.4.1 Einfache Vergleichsgrößen

Für die einzelnen Vergleichsgrößen werden hier zwei unterschiedliche Bezugsgrößen verwendet. Obwohl vor dem Hintergrund des 1. Satzes der Thermodynamik Energie weder gewonnen noch verloren gehen kann, werden diese hier, angelehnt an Bezeichnungen aus der Ökonomie, mit Endenergieertrag und Endenergiegewinn bezeichnet, die im folgenden kurz definiert werden.

1. Der Endenergieertrag beschreibt die direkt messbare produzierte Menge an Endenergie am Ausgang der Konversionsanlage, wie sie in das Stromnetz, die Fernwärmeleitung oder den Tanklastwagen abgegeben wird. Für dessen Berechnung werden von der Energiemenge am Beginn der Prozesskette die Materialverluste bei Ernte, Transport und Lagerung und die Wirkungsgradverluste bei der Konversion berücksichtigt.

$$E_{END_ERT} = E_R - V_E - V_T - V_L - V_N \quad (2 - 2)$$

wobei:

- E_{END_ERT} : Endenergieertrag [kWh]
 E_R : Energiegehalt des Rohstoffes am Beginn der Prozesskette [kWh]
 V_E : Verlust in Form von Biomasse bei der Ernte [kWh]
 V_T : Verlust in Form von Biomasse bei Transportvorgängen [kWh]
 V_L : Verlust in Form von Biomasse bei Lagerungsprozessen [kWh]
 V_N : Verlust durch Nutzungsgrad der Konversionsanlage [kWh]

2. Für die Berechnung des Endenergiegewinns werden von dem Endenergieertrag die energetischen Aufwendungen in Form von Diesel und Prozessenergie, die energetisch bewerteten stofflichen Aufwendungen wie z. B. Dünger und Pflanzenschutzmittel als auch die energetisch bewertete Maschinen- und Anlagenbenutzung subtrahiert.

$$E_{END_{GEW}} = E_{END_{ERT}} - A_{HE} - A_{HM} - A_{MA} \quad (2 - 3)$$

wobei:

$E_{END_{GEW}}$: Endenergiegewinn [kWh]

$E_{END_{ERT}}$: Endenergieertrag [kWh]

A_{HE} : Energetische Aufwendungen in Form Hilfsenergien (z. B. Treibstoff, Prozessenergie) [kWh]

A_{HM} : Energetisch bewertete stoffliche Aufwendungen in Form von Hilfsmitteln (z. B. Dünger, Pflanzenschutzmittel) [kWh]

A_{MA} : Energetisch bewertete Aufwendungen in Form von Maschinen- und Anlagenbenutzung [kWh]

Energieeffizienz:

Energieeffizienz wird als das Verhältnis des Endenergiegewinns zu der am Beginn der Prozesskette als Eingangsgröße in die Bilanzierung stehenden Energiemenge in Form von Biomasse in % definiert. Die Energiemenge in der Biomasse wird über den unteren Heizwert (H_u) des Bioenergieträgers (Trockenmasse) errechnet.

Die Energieeffizienz wird demnach hier als Synonym für einen Gesamtnutzungsgrad der Prozesskette verwendet. Da sich der Begriff Energieeffizienz bereits im Sprachgebrauch etabliert hat, wird er hier trotz der ungenauen Beschreibung des Sachverhaltes verwendet.

$$EFF = \frac{E_{END_{GEW}}}{E_R} \cdot 100 \quad (2 - 4)$$

wobei:

EFF : Energieeffizienz [%]

$E_{END_{GEW}}$: Endenergiegewinn [kWh]

E_R : Energie in Form des Rohstoffs (unterer Heizwert der Trockenmasse) am Beginn der Prozesskette [kWh]

Im Falle des Kennwertes Energieeffizienz werden bei der gekoppelten Kraft-Wärme-Produktion die Anteile der Wärmeenergie und der Energie in Form von Elektrizität addiert und somit zu einem Wert zusammengefasst. Hierbei erfolgt also eine energetische Bewertung der Endenergieträger Strom und Wärme.

Die Energieeffizienz stellt einen Komplementärwert zum kumulierten Energieaufwand (KEA) dar. Dieser beschreibt die Energiemenge in kWh welche für die Produktion von 1 kWh eines Endenergieträgers notwendig ist. Der KEA wird daher in kWh/kWh angegeben. Eine Vorgehensweise für die Berechnung des KEA ist in der VDI Richtlinie 4600 beschrieben /VDI 1997/.

Flächenenergieertrag

Der Flächenenergieertrag wird auf der Grundlage des Endenergiegewinnes (siehe Formel 2-3) errechnet. Durch diesen wird eine Bezug zwischen dem Endenergiegewinn und der für die Produktion der Biomasse erforderlichen land- und forstwirtschaftlichen Fläche hergestellt. Die Größe beschreibt die Energiemenge, welche am Ende der jeweiligen Prozesskette durch die Nutzung der auf 1 ha und Jahr gewachsenen Biomasse resultiert und wird in GJ/ha/a angegeben.

Der Reziprokwert des Flächenenergieertrages stellt den Flächenbedarf dar. Dieser gibt an, wie viel ha landwirtschaftliche Nutzfläche benötigt wird, um 1 kWh Endenergie bereitzustellen. Da diese Größe direkt aus dem Flächenenergieertrag abzuleiten ist, wird diese hier nicht eigens berücksichtigt, da dies eine zweifache Berücksichtigung ein und desselben Größe bedeuten würde.

Exergetischer Nutzungsgrad:

Strom, Wärme und Kraftstoffe als unterschiedliche Endenergieträger sind mit unterschiedlichen Exergiegehalten verbunden. Die Exergie als Maß der Arbeitsfähigkeit der Wärme wird über den Carnot-Faktor (siehe Formel (2-5)) berechnet.

$$\eta_c = \frac{T - T_u}{T} \quad (2 - 5)$$

wobei:

η_c : Exergetischer Wirkungsgrad

T : Temperatur des Warmwassers [K]

T_u : Umgebungstemperatur [K]

Dem Strom als reine Exergieform wird der Faktor 1,0 zugerechnet. Für chemisch gebundene Energie, wie in flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen, wird nach /Backhaus und Schlichting 1984/ und /Wall 2002/ ebenfalls ein Faktor von 1,0 verwendet. Da Biomasse chemisch gebundene Energie darstellt, wird der Exergiefaktor der Biomasse hier ebenfalls auf 1,0 festgelegt. Für die Wärme auf einem Temperaturniveau von 90 °C ergibt sich bei einer Umgebungstemperatur von 15 °C ein Faktor von 0,22.

Der exergetische Nutzungsgrad wird analog zur Energieeffizienz (Formel 2-4) berechnet, wobei vorher der Endenergiegewinn mit den jeweiligen Exerriefaktoren für Wärme, Strom und Kraftstoff verrechnet wird.

Gestehungskosten

Die Gestehungskosten beziffern die Kosten der Produktion des jeweiligen Endenergieträgers in EURct/kWh am Ausgang der Konversionsanlage (vgl. Kapitel 2.3).

Spezifische CO₂-Äquivalent-Emissionen

Für die Bilanzierung der Emissionen werden die CO₂-Äquivalentemissionen, bestehend aus CO₂-, N₂O- und CH₄-Emissionen, berücksichtigt. Für die Bewertung der Emissionen im Vergleich zu CO₂ werden die Faktoren (P₁₀₀) von N₂O und CH₄ mit 296 und 23 veranschlagt /IPCC 2001/. Die Emissionen werden hier auf den Endenergieertrag und nicht auf den Endenergiegewinn bezogen.

Emissionen in Boden und Wasser und Abwasserkenngößen wie CSB oder BSB₅ werden nicht betrachtet.

Die betrachteten Emissionen setzen sich aus direkten und indirekten Emissionen zusammen. Die direkten Emissionen ergeben sich innerhalb der Prozesskette aus Oxidationsprozessen der Biomasse und deren Umwandlungsprodukten sowie der Nutzung von Hilfsenergie in Form von z. B. Erdgas, Heizöl und Diesel. Die indirekten Emissionen ergeben sich aus Emissionen in vor- und nachgelagerten Prozessen, welche für die Produktion, den Transport oder für die Entsorgung bzw. den Rückbau von Stoffen, Hilfsenergie und den benutzten Maschinen oder Anlagen notwendig sind. Die Summe der indirekten und direkten Emissionen ergibt die Gesamtemissionen der Prozesskette. Diese werden hier in g/kWh angegeben. Bei der Konversion der Biomasse werden lediglich die direkten Emissionen für N₂O und CH₄ nicht aber die direkten CO₂-Emissionen in den Bilanzen berücksichtigt, da diese biogenen Ursprungs sind.

Die Bezugsgröße für die Emissionen ist die kWh Endenergie als Endprodukt der Prozesskette.

$$EM_{ges} = EM_{dir} + EM_{indir} \quad (2 - 6)$$

wobei:

EM_{ges}: Gesamtemissionen (CO₂-Äquivalentemissionen) [g/kWh]

EM_{dir}: direkte Emissionen (CO₂-Äquivalentemissionen) innerhalb der Prozesskette [g/kWh]

EM_{indir}: indirekte Emissionen (CO₂-Äquivalentemissionen) aus vor- und nachgelagerten Prozessketten [g/kWh]

2.4.2 Kombinierte Vergleichsgrößen

Die kombinierten Größen ergeben sich nicht direkt aus den Ergebniswerten der Prozesskettenanalysen. Es bedarf eines Vergleichs mit den entsprechenden fossilen Referenzketten. Auf der Grundlage der spezifischen Werte für die Vergleichsgrößen wird in einem weiterführenden Schritt durch die Verschneidung der spezifischen Größen mit den Mengenpotenzialen des jeweiligen Biomasserohstoffes auch ein theoretisches Gesamtpotenzial für die jeweilige Prozesskette für Deutschland ermittelt.

Spezifisches Substitutionspotenzial

Das spezifische Substitutionspotenzial beschreibt die Menge an fossilen Primärenergieträgern (z. B. Heizöl, Diesel, Benzin, Gas, Kohle) in kWh welche durch die Nutzung von 1 kWh Biomasse (unterer Heizwert) durch die jeweilige Prozesskette substituiert werden kann.

Das Substitutionspotenzial wird hier wie folgt definiert. Bezugsbasis sind sowohl auf der Seite der fossilen als auch der erneuerbaren Energieträger die Rohstoffe vor der Umwandlung (Primärenergieträger). Die Menge an Energie in Form des biogenen Rohstoffes wird der Energiemenge in Form von fossilem Energieträger gegenüber gestellt, welche zur Deckung des gleichen Endenergiebedarfs notwendig ist. Dadurch kann auf die Mengen an fossilem Rohstoff in Form von Rohöl, Erdgas oder Kohle, geschlossen werden, die bei dem Einsatz von Biomasse zur Deckung des Energiebedarfs substituiert werden können. Dabei werden die unterschiedlichen Biomassepfade den in Kapitel 2.1.4 festgelegten fossilen Referenztechnologien gegenübergestellt.

Das Substitutionspotenzial wird hier mit Hilfe des Kumulierten Energieaufwandes (KEA) errechnet. Der KEA beider Pfade wird in den regenerativen und nicht regenerativen KEA unterteilt. Für die Berechnung des Substitutionspotenzials wird der nicht regenerative KEA des Biomassepfades vom nicht regenerativen KEA des fossilen Pfades subtrahiert und die Differenz ins Verhältnis zum regenerativen Anteil des Biomassepfades gestellt. Der KEA wird nach der VDI Richtlinie 4600 errechnet /VDI 1997/.

$$SP_{BM} = \frac{KEA_{n.regF} - KEA_{n.regBM}}{KEA_{regBM}} \quad (2 - 7)$$

wobei:

- SP_{BM} : Substitutionspotenzial Biomasse [kWh fossil/kWh Biomasse]
- $KEA_{n.regF}$: nicht regenerativer KEA der fossilen Referenz [kWh/kWh]
- $KEA_{n.regBM}$: nicht regenerativer KEA der Biomassekette [kWh/kWh]
- KEA_{regBM} : regenerativer KEA der Biomassekette [kWh/kWh]

Gesamt-Substitutionspotenzial

Auf der Grundlage der dieser Arbeit zugrunde gelegten Biomassepotenziale in Deutschland (siehe Kapitel 1.2) wird anhand des spezifischen Substitutionspotenzials das theoretische Gesamt-Substitutionspotenzial erhoben. Diese Größe fließt nicht in die Bewertung mit ein, sondern soll lediglich die absolute Höhe der Substitution fossiler Energieträger verdeutlichen, die durch die unterschiedlichen Nutzungspfade erreicht werden kann.

Spezifisches THG-Minderungspotenzial

Diese Vergleichsgröße beschreibt die Minderung der THG-Emissionen (CO₂-Äquivalente) je kWh Endenergie bei der Anwendung der jeweiligen Biomasse-Nutzungsoption im Vergleich zu der fossilen Referenztechnologie (Formel 2-8).

$$MIN_{EE} = EM_{GES\ fossil} - EM_{GES\ bio} \quad (2 - 8)$$

wobei:

MIN_{EE}: Emissionsminderung je kWh Endenergieträger [g/kWh]

EM_{GESfossil}: Gesamtemissionen je kWh Endenergieträger der fossilen Referenz [g/kWh]

EM_{GESbio}: Gesamtemissionen je kWh Endenergieträger der Biomasse-Prozesskette [g/kWh]

Gesamt-minderung für THG-Emissionen

Auf der Grundlage der Biomassepotenziale in Deutschland (siehe Kapitel 1.2) wird analog zum Substitutionspotenzial für fossile Energieträger anhand des spezifischen Emissionsminderungspotenzials das theoretische Gesamt-Minderungspotenzial erhoben. Auch diese Größe geht nicht in die Bewertung mit ein, sondern dient nur der Verdeutlichung der absoluten Potenziale zur Minderung der THG-Emissionen in Deutschland.

Spezifische THG-Minderungskosten

Diese Größe beschreibt die Mehr- bzw. Minderkosten, welche bei der Anwendung der Bioenergie-Optionen mit der entsprechenden Reduktion der CO₂-Emissionen je kWh im Vergleich zu einer adäquaten Referenztechnologie verbunden sind.

$$K_{Mind} = \frac{K_{biogen} - K_{fossil}}{E_{fossil} - E_{biogen}} \quad (2 - 9)$$

wobei:

K_{Mind}: Minderungskosten [EUR/t]

K_{fossil}: Kosten der fossilen Energiegestehung [EUR/kWh]

K_{biogen}: Kosten der biogenen Energiegestehung [EUR/kWh]

E_{fossil}: CO₂-Emissionen bei der fossilen Energiegestehung [t/kWh]

E_{biogen}: CO₂-Emissionen bei der biogenen Energiegestehung [t/kWh]

2.5 Vergleichende Analyse und integrierte Bewertung der Nutzungspfade

Anhand einer vergleichenden Gegenüberstellung der Analyseergebnisse für die Vergleichsgrößen sollen die Vor- und Nachteile einzelner Nutzungspfade aufgezeigt und diskutiert werden. Dabei findet kein direkter Vergleich zu konventionellen Energieträgern oder anderen erneuerbaren Energien sondern lediglich ein Vergleich der untersuchten Nutzungspfade untereinander, also isoliert statt.

Die Bewertung erfolgt mittels eines integrativen Verfahrens, das im Folgenden näher beschrieben wird und anhand dessen die unterschiedlichen Vergleichsgrößen aus den Bereichen Technik, Ökonomie und Ökologie zu einem aggregierten und zugleich transparenten Bewertungsergebnis zusammengeführt werden sollen. Das Ergebnis stellt einen Teilbewertungsschritt dar, der später durch das Ergebnis der systemischen Bewertung ergänzt wird. Die integrierte Bewertung liefert zusätzlich zu dem einfachen Vergleich der Prozessketten bereits erste wichtige Hinweise auf vorteilhafte Nutzungspfade und bevorzugt zu produzierende Endenergieträger.

Vergleichende Analyse

Der Vergleich der Prozessketten untereinander erlaubt die Gegenüberstellung ihrer Vor- und Nachteile hinsichtlich der untersuchten Vergleichsgrößen. Der Vergleich wird anhand der Ergebnisse verbal argumentativ vollzogen. Damit können in einem ersten Schritt vorteilhafte Nutzungspfade im Hinblick auf z. B. eine effiziente und kostengünstige Biomassenutzung und THG-Minderung identifiziert werden.

Für die Auswertung der Ergebnisse erscheint die Bildung von Gruppen einzelner Nutzungspfade z. B. im Hinblick auf die unterschiedlichen Rohstoffe, Konversionsverfahren und Endenergieträger sinnvoll und zielführend. Vor dem Hintergrund einer möglichst übersichtlichen Darstellung werden daher die Ergebnisse nicht für alle 55 untersuchten Prozessketten einzeln sondern in aggregierter Form einander gegenübergestellt. Die Gruppierung erfolgt dabei wie im Folgenden beschrieben. Zunächst wird zwischen der Nutzung von Energiepflanzen sowie der Nutzung von Rest- und Abfallstoffen und dem Ernterückstand Stroh unterschieden. Innerhalb dieser zwei Gruppen, die nach der Art der Rohstoffe differenziert werden, sind die Prozessketten nach den unterschiedlichen Konversionstechnologien für die Bereitstellung der Endenergieträger Wärme, Strom und Kraftstoffe und der KWK-Nutzung unterteilt. Die 55 untersuchten Prozessketten werden dadurch für die graphische Darstellung der Ergebnisse auf 26 Technologiegruppen zusammengefasst (vgl. Tabelle A-29 im Anhang). Dabei werden im Einzelfall höchstens vier Einzelergebnisse in einer Gruppe zusammengeführt, die sich lediglich durch die Art des eingesetzten Rohstoffes unterscheiden.

Integrierte Bewertung

Mit der integrierten Bewertung wird der Versuch einer systematischen Zusammenführung der unterschiedlichen Vergleichsgrößen und damit einer einfachen Aggregation unter der Prämisse der Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Ergebnisses gemacht. Dieses Ziel soll durch folgende methodische Vorgehensweise erreicht werden (vgl. Abb. 2-3).

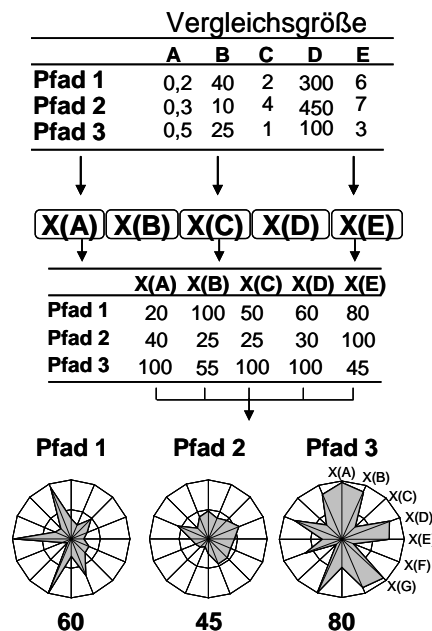


Abb. 2-3: Schematische Darstellung der Vorgehensweise bei der integrierten Bewertung

Die unterschiedlichen Vergleichsgrößen (in Abb. 2-3: A bis E) für die untersuchten Pfade (in Abb. 2-3: 1 bis 3) weisen Ergebnisse in unterschiedlichen Dimensionen und Einheiten (z. B. g/kWh, EURct/kWh, GJ/ha/a) auf. Für eine Integration müssen die Ergebnisse der Vergleichsgrößen in eine universelle Einheit überführt werden. Dies wird hier anhand eines Normierungsschrittes vollzogen. Für jede Vergleichsgröße wird dafür das beste Einzelergebnis ermittelt. Alle anderen Ergebnisse für diese Vergleichsgröße werden in Relation zu diesem Wert gesetzt, d. h. es findet eine Normierung auf den besten auftretenden Ergebniswert statt. Die Relation wird in % angegeben wobei dem besten Einzelergebnis der Wert 100 % zugeordnet wird. Damit werden die Vergleichsgrößen in eine Vergleichsgröße mit gleicher Einheit (in Abb. 2-3: X(A-E)) umgerechnet.

Die Normierung erfolgt für Vergleichsgrößen, bei denen ein möglichst hoher Wert angestrebt wird, wie z. B. der Flächenertrag oder die Effizienz, nach folgender Formel.

$$NORM_a = \frac{x}{Best_a} \cdot 100 \quad (2 - 10)$$

wobei:

$NORM_a$: Normierungsergebnis für Vergleichsgröße a [%]

x : Ergebniswert für Vergleichsgröße a der Prozesskette x

$Best_a$: Bester (höchster) Ergebniswert für Vergleichsgröße x aller Prozessketten

Bei Vergleichsgrößen bei denen möglichst niedrige Werte erzielt werden sollten, wie z. B. die Emissionen oder die Gestehungskosten, wird nach folgender Formel normiert.

$$NORM_b = \frac{Best_b}{y} \cdot 100 \quad (2 - 11)$$

wobei:

$NORM_b$: Normierungsergebnis für Vergleichsgröße b [%]

y : Ergebniswert für Vergleichsgröße b der Prozesskette y

$Best_b$: Bester (niedrigster) Ergebniswert für Vergleichsgröße y aller Prozessketten

Für die Ergebnisse wird eine besondere Darstellungsform gewählt. Aufgrund der Normierung der Einzelergebnisse auf das beste auftretende Einzelergebnis in % können die Ergebnisse auf einem einheitlichen normativen Maßstab abgetragen werden. Dieser Maßstab wird in einer Spinnennetzgraphik an den Speichen des Netzes mit einer Skala von 0 (innen) bis 100 (außen) abgetragen. Das Spinnennetz weist für jede der acht Vergleichsgrößen eine Speiche auf. Somit ist es möglich, Informationen über die Einzelbewertungen der Vergleichsgrößen und gleichzeitig die Gesamtbewertung darzustellen. Die Gesamtbewertung wird über den Mittelwert aller Einzelergebnisse für eine Prozesskette errechnet und gibt einen Hinweis auf die Gesamtleistung der Prozesskette im Vergleich zu den anderen Prozessketten.

Dieser stark aggregierte Wert wird aus Gründen der Transparenz und Nachvollziehbarkeit stets nur in Verbindung mit der graphischen Darstellung aufgeführt und wird auch für die weitere Bewertung in engem Zusammenhang mit dieser gesehen. Eine alleinige Bewertung der Nutzungspfade auf der Grundlage dieses Wertes erfolgt nicht.

Mit der Normierung ist zunächst ein Informationsverlust über die absolute Höhe der Ergebniswerte verbunden. Dadurch können die Nutzungspfade mit Optionen außerhalb des Untersuchungsumfanges nicht mehr direkt verglichen werden. Der Normierungsschritt trägt damit zusätzlich dazu bei, dass der Vergleich einen verstärkt isolierten Charakter hat und damit nur für den gewählten Untersuchungsumfang gilt. Der Vorteil der Normierung besteht darin, dass die Ergebnisse für die unterschiedlichen Vergleichsgrößen auf der Basis eines einheitlichen Maßstabes verglichen werden können (vgl. Abb. 2-3).

Zum Zwecke einer übersichtlichen Ergebnisdarstellung werden die Einzelergebnisse wie beim Vergleich der Prozesskettenanalyseergebnisse, auch hier in Gruppen zusammengefasst (vgl. Tabelle 2-5). Die Einzelergebnisse werden über den Mittelwert in der Gruppe zusammengeführt. Damit soll zum einen die Übersichtlichkeit der Ergebnisse erhöht zum anderen vor dem Hintergrund der Fragestellungen jeweils nur vergleichbare Nutzungspfade einander gegenübergestellt werden.

Tabelle 2-5: Gruppierung der Konversionstechnologien bei der integrierten Bewertung

| Nutzungsart | Gruppe | Konversionsverfahren |
|--------------------|----------------------------------|---|
| KWK | KWK Biogas 40% Wärmenutzung | - dezentrales BHKW auf Hof |
| | KWK Biogas 100% Wärmenutzung | - dezentrales BHKW auf Hof - zentrales BHKW (aufbereit. Biogas) |
| | KWK Festbrennstoff | - ORC-Turbine - Dampfturbine (Entnahme-Kondensat.) - Vergasung + BHKW |
| Wärme | Wärme | - Heizwerk - Pelletkessel |
| Strom | Strom | - Dampfturbine (Kondensationsverfahren) |
| Kraftstoff | Kraftstoff flüssig 1. Generation | - Ethanol (Zucker, Stärke) - RME |
| | Kraftstoff flüssig 2. Generation | - Ethanol (Lignocellulose) - BTL |
| | Kraftstoff gasförmig | - Biomethan (SNG) aus Biogas |

Auf der Basis der Gegenüberstellung und Zusammenführung der Normierungsergebnisse wird anhand einer verbal-argumentativen Diskussion eine bewertende Aussage abgeleitet. Diese hat zum Ziel vorteilhafte oder weniger vorteilhafte energetische Nutzung von Biomasse aufzuzeigen und diese in den Zusammenhang zu energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen zu stellen.

Anhand der Ergebnisse wird der anfangs diskutierte Sachverhalt bestätigt, dass eine stark aggregierte Bewertungsgröße für eine zusammenfassende Bewertung nur dann sinnvoll ist, wenn gleichzeitig auch die Herleitung der Ergebnisse nachvollziehbar und transparent ist (Kapitel 2.5). Dies ist hier der Fall, da die Einzelbewertungen für die einzelnen Vergleichsgrößen klar ersichtlich sind. Dadurch lässt sich der aggregierte Ergebniswert im Hinblick auf die Einzelergebnisse relativieren und das Ergebnis zielgerichtet interpretieren. Der Einfluss von Extremwerten kann mit einer vergleichsweise hohen Anzahl an Vergleichsgrößen ausgeglichen werden, d. h. je höher die Anzahl der Vergleichsgrößen, desto geringer der Einfluss einzelner Extremwerte.

Es zeigt sich, dass ein aggregierter Wert gegenüber der weniger konkreten verbal-argumentativ geführten vergleichenden Analyse einen konkreteren Anhaltspunkt und eine numerische Einordnung der Einzelergebnisse im Rahmen einer zusammenführenden

Gesamtbetrachtung ermöglicht und dadurch ein zusätzlicher Informationsgehalt generiert wird.

Bei der Anwendung der Methodik besteht die Möglichkeit einer Gewichtung einzelner Größen als auch die Möglichkeit der Verringerung oder Erhöhung der Anzahl und Art der Vergleichsgrößen vorzunehmen. Damit können z. B. lediglich technische Aspekte bewertet werden und den einzelnen Aspekten unterschiedliche Gewichtungen beigemessen werden. Bei der Nutzung von Gewichtungsfaktoren für einzelne Vergleichsgrößen gilt allerdings vor dem Hintergrund der Transparenz der Ergebnisse und deren Herleitung sowie im Hinblick auf die Interpretation der Ergebnisse zu beachten, dass die Gewichtung zumeist einen subjektiven Charakter aufweist und eine Begründung erfordert. Allerdings stellt auch eine Gleichgewichtung der unterschiedlichen Vergleichsgrößen bereits eine Bewertung dar. Diese Problematik beschreibt eine Schwachstelle der Methodik. Die Ergebnisse sind dementsprechend zu interpretieren.

2.6 Systemische Bewertung der Nutzungspfade

Die unterschiedlichen Nutzungspfade werden in einem weiterführenden Schritt anhand eines modellgestützten Ansatzes systemisch in Konkurrenz zueinander, zu den konventionellen Verfahren der Energiebereitstellung und zu anderen erneuerbaren Energieträgern und -quellen im Energiesystem Deutschland gestellt. Die Ergebnisse der Modellierung sollen ermöglichen, die Bioenergieoptionen systemar im Hinblick energiepolitische Ziele, Wirtschaftlichkeit sowie Umwelt- und Klimaverträglichkeit zu bewerten und einen umfassenderen Blick auf die mögliche Entwicklung der Bioenergie in Deutschland unter den Integrations- und Konkurrenzgesichtspunkten zu anderen Verfahren der Energiebereitstellung und unter Berücksichtigung umwelt- und energiepolitischer Rahmenbedingungen zu erlangen. Zudem werden der mögliche Ausbau der Bioenergieoptionen, die zu erwartenden Beiträge zur Treibhausgasminderung und die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Kosten ermittelt. Der zeitliche Betrachtungsrahmen bei der Modellierung erstreckt sich bis zum Jahr 2030.

Die Ergebnisse der Prozesskettenanalyse werden dafür in das lineare Optimierungsmodell TIMES (The Integrated Markal-Efom System) eingearbeitet. Anhand der dem Systemmodell hinterlegten Algorithmen und der dem Modell vorgegebenen Rahmenbedingungen, werden aus der Vielzahl der Nutzungspfade die Prozessketten ausgewählt, unter deren Anwendung die Energienachfrage möglichst kostengünstig gedeckt werden kann.

TIMES ist ein Modellgenerator für die Abschätzung der Langzeitdynamik in einem Energiesystem. TIMES errechnet auf der Grundlage einer linearen Optimierung und mittels einer umfangreichen Technologiebasis Pfade von der Primärenergiequelle über den Transport und die Konversion bis hin zum Endenergieträger für die kostenoptimale Deckung eines vorgegebenen Bedarfs an Endenergieleistungen wie z. B. die Transportleistung im Straßenverkehr oder die Strom- und Wärmenachfrage in einer Modellregion (hier Deutschland). Für die Modellierung bedarf es der möglichst genauen Beschreibung des

aktuellen Bestandes der Konversionsanlagen (Anzahl und Leistung) und aller für die Energiebereitstellung wichtiger industrieller Anlagen und Prozesse. Zudem müssen zum einen der gesamte Nutzenergiebedarf der Modellregion unterteilt nach Wärme, Strom und Transportarbeit sowie den Sektoren Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD), Haushalte und Verkehr und zum anderen die Primärenergieträgerpotenziale (heimisch und Import) angegeben werden. Darüber hinaus werden Weiterentwicklungen wie z. B. Wirkungsgradsteigerungen, durchschnittliche Anlagenleistungen, Investitions-, Betriebs- als auch Fixkosten von Anlagen und Energieträgerpreise abgeschätzt und dem Modell vorgegeben. Mittels dieser Angaben errechnet das Modell eine Energiebereitstellung mit dem Ziel möglichst geringer Gesamtkosten. Dabei simuliert es Investitionen in den Anlagenpark, den Betrieb der Anlagen, die Versorgung mit Primärenergieträgern, den Energieträgerhandel und die Anpassungen an auftretende Veränderungen der Nachfrage nach Endenergiedienstleistungen. In Abb. 2-4 ist ein vereinfachter schematischer Überblick der Verknüpfungen von Prozessen (z. B. Rohstoffgewinnung, Konversion) und Gütern (z. B. Rohstoffe, Sekundärenergieträger) anhand eines Ausschnittes aus der Modellstruktur dargestellt.

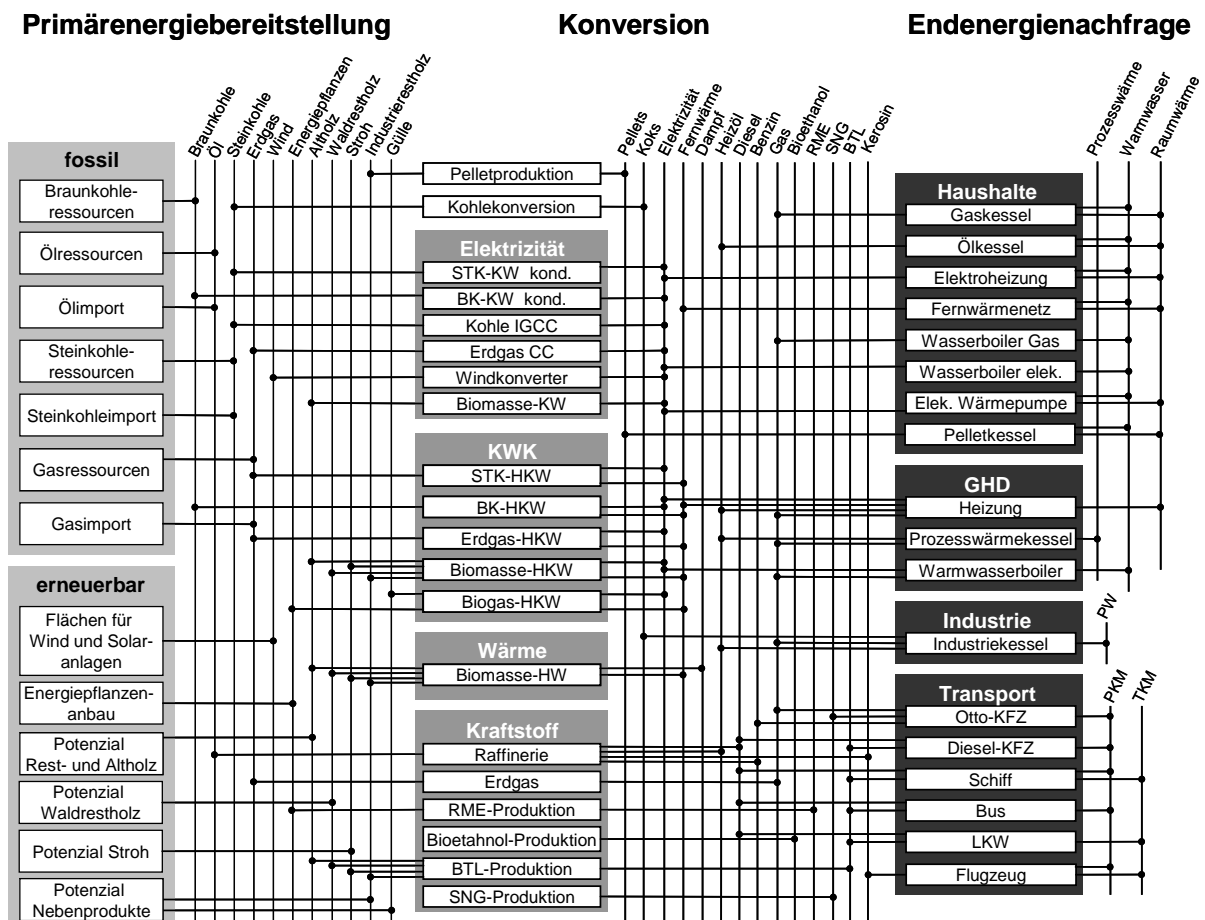


Abb. 2-4: Vereinfachte schematische Darstellung der Modellstruktur in TIMES am Beispiel eines Ausschnittes des Referenzenergiesystems (verändert nach /Remme 2006/)

Die Modellierung erfolgt anhand von vier Szenarien. In dem Szenario „Business As Usual“ (BAU) wird die Förderung der Biomassenutzung auf der Grundlage derzeit gültiger energiepolitischer Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030 fortgeschrieben. In dem Szenario „BAU+THG“ wird zudem eine konsequente Verfolgung von ambitionierten THG-Minderungszielen berücksichtigt. Dagegen wird im Szenario „Biomasse im Wettbewerb“ (BIW) davon ausgegangen, dass die Förderung der erneuerbaren Energieträger ab dem Jahr 2010 gänzlich entfällt. Zudem werden in diesem Fall zwei Unterszenarien, nämlich die Szenarien BIWmoderat und BIWhoch betrachtet, in denen das Energieträgerpreisniveau für fossile Energieträger variiert wird. Analog zu dem Szenario „BAU+THG“ wird in dem Szenario „BIW+THG“ eine konsequente Verfolgung von ambitionierten THG-Minderungszielen berücksichtigt. Die szenariospezifischen Annahmen dieser vier Szenarien werden in Kapitel 4 näher beschrieben.

3 Vergleichende Analyse und integrierte Bewertung der Nutzungspfade

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Prozesskettenanalyse im Hinblick auf die unterschiedlichen technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleichsgrößen einander gegenübergestellt und vor dem Hintergrund der Identifizierung vorteilhafter energetischer Nutzungspfade für Biomasse diskutiert. Dabei werden die vier Bereiche KWK-Nutzung, Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung unterschieden. In Kapitel 3.2 wird gesondert auf den Einfluss von Koppelprodukten auf die Bilanzergebnisse und deren Bewertung eingegangen. Zudem wird in Kapitel 3.3 die Abhängigkeit der Ergebnisse von unterschiedlichen Parametern mittels Sensitivitätsanalysen untersucht und diskutiert. Die Ergebnisse der integrierten Bewertung werden in Kapitel 3.4 vorgestellt und diskutiert.

3.1 Vergleichende Analyse der Biomassenutzungspfade

3.1.1 Energieeffizienz der Prozessketten

Die Energieeffizienz stellt das Verhältnis der Menge an Endenergie am Ende der Prozesskette zu der Menge an Energie in Form von Biomasse am Beginn der Prozesskette unter Berücksichtigung der energetischen Aufwendungen in vor- und nachgelagerten Ketten dar.

KWK-Nutzung

Für die Bereitstellung von Strom und Wärme durch KWK liegt die Energieeffizienz der einzelnen Prozessketten zwischen 18,6 und 62,3 % (vgl. Abb. 3-1). Für die KWK-Nutzung ergibt sich demnach ein relativ heterogenes Bild.

Die Ergebnisse machen deutlich, dass die Prozessketten, in denen Konversionstechnologien für Festbrennstoffe angewandt werden, die höchsten Gesamtergebnisse aufweisen. Dabei tritt bei der Nutzung der ORC-Technologie, aufgrund der hohen Gesamtwirkungsgrade im Vergleich zu den anderen KWK-Technologien, die höchste Gesamteffizienz (59,5 – 62,2 %) auf. Entsprechend der etwas geringeren Anlagenwirkungsgrade folgen die Vergasungsanlage mit anschließender Nutzung des Gases im BHKW (55,9 – 58,6 %) und die Bereitstellung von Strom und Wärme in einer konventionellen Dampfturbine (36,8 – 50,5 %). Der Vorteil der hohen Gesamtwirkungsgrade der KWK-Technologien, z. B. gegenüber der Stromproduktion im Kondensationsbetrieb, kann in der Praxis nur umgesetzt werden, wenn die anfallende Wärme möglichst vollständig genutzt wird. Dies ist allerdings in der Regel, vor allem aufgrund saisonaler Nachfrageschwankungen, nicht der Fall. Eine vorteilhafte Bewertung der ORC-Technologie vor der Vergasungstechnologie und der Dampfturbinentechnologie kommt daher aus Effizienzgesichtspunkten lediglich bei einer hohen Wärmenutzung zum Tragen.

Die Optionen der Biogasnutzung setzen sich deutlich von den Technologien für feste Brennstoffe ab. Dabei weist die Option mit 40 %iger Wärmenutzung erwartungsgemäß die geringste Effizienz (18,6 – 21,3 %) auf, gefolgt von der Nutzung von aufbereitetem Biogas in einem zentralen BHKW (30,5 – 32,7 %) und der Option mit 100 %iger Wärmenutzung vor

Ort auf dem Hof (33,4 – 35,0 %). Die geringe Gesamteffizienz der Biogasnutzung ist zum einen auf die relativ geringen Prozesswirkungsgrade der Fermenter von 60 - 70 % (für Gülle und Energiepflanzen) und der BHKWs von rund 76 % und zum anderen auf den Einsatz von Prozessenergie in Form von Strom für Pumpen und Rührwerke zurückzuführen. Eine erhöhte Ausnutzung der Wärme wirkt sich deutlich in einer zunehmenden Gesamteffizienz der Biogasnutzung aus.

Die Ergebnisse sind sowohl für die Nutzung von Reststoffen als auch von Energiepflanzen annähernd vergleichbar. Durchschnittlich liegen die Werte der Reststoffnutzung aufgrund der geringeren stofflichen und energetischen Aufwendungen für deren Produktion bzw. Bereitstellung geringfügig höher.

Im Hinblick auf die Nutzung unterschiedlicher Biomassearten ergibt sich für die Energiepflanzen folgendes Bild. Die Gesamtnutzungsgrad bei der Nutzung halmgutartiger Biomassen (Mais und GGP) liegen bei gleichen Konversionsanlagen unterhalb der der holzartigen Biomasse aus KUP. Im direkten Vergleich der Nutzung von Mais und GGP in der Biogasanlage erweist sich die Nutzung von Mais als geringfügig effizienter als GGP. Daher sollte vor dem Hintergrund einer möglichst effizienten Biomassenutzung durch KWK der Anbau von KUP dem Anbau von Mais und GGP vorgezogen werden.

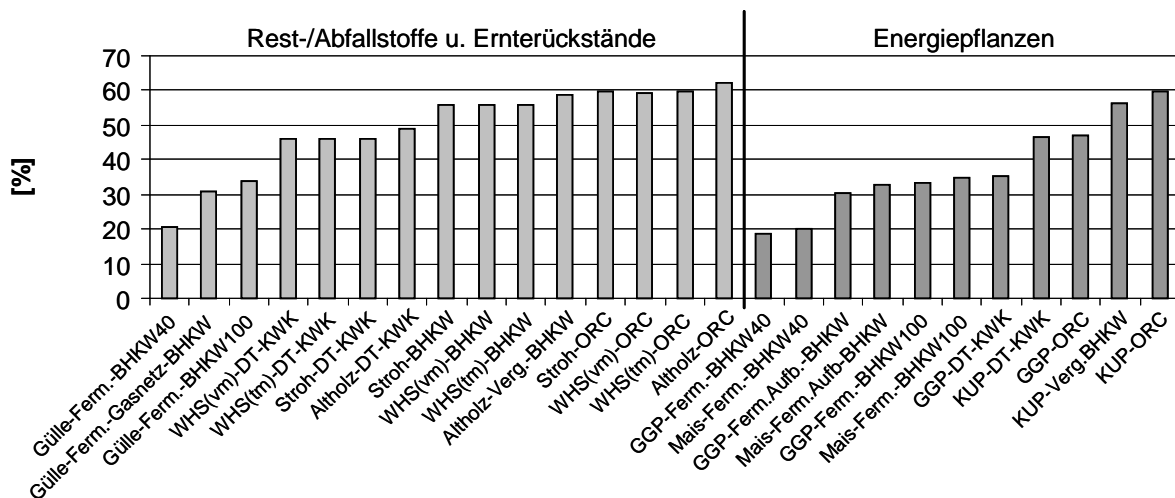


Abb. 3-1: Energieeffizienz der Prozessketten zur Bereitstellung von Wärme und Strom aus Biomasse in KWK in %

Wärmebereitstellung

Wird die Biomasse zur alleinigen Bereitstellung von Wärme genutzt, so bewegt sich die Gesamteffizienz durchgehend auf hohem Niveau von 63,9 - 81,4 % (vgl. Abb. 3-2). Dabei weist die Pelletkessel-Variante auf Basis von trockenem Industriestholz aufgrund der hohen Wirkungsgrade der Pelletpresse und des Kessels die höchsten Gesamtnutzungsgrade von 81,4 % auf, wobei die Werte der Heizwerk-Variante (78,3 – 81,6 %) nur geringfügig von diesen abweichen. Die Aufwendungen für die Trocknung des feuchten Industriestholzes machen sich bei der Effizienz der zweiten Pelletvariante (69,1 %) deutlich bemerkbar.

Die Nutzung von Getreide-Ganzpflanzen (GGP) weist im Vergleich zu den unterschiedlichen Holzrohstoffen die geringsten Gesamtnutzungsgrade von 63,9 % auf. Dies ist auf die höheren Ernte- und Transportverluste für GGP, die vergleichsweise hohen Aufwendungen in Form von Dünger, Pflanzenschutzmittel (PSM) und Diesel und die etwas geringeren Gesamtnutzungsgrade der Kessel für das Verfeuern von Getreide zurückzuführen.

Insgesamt bewegt sich die Gesamteffizienz bei der Wärmebereitstellung unabhängig von der Konversionstechnologie auf vergleichsweise höchstem Niveau aller Nutzungsmöglichkeiten.

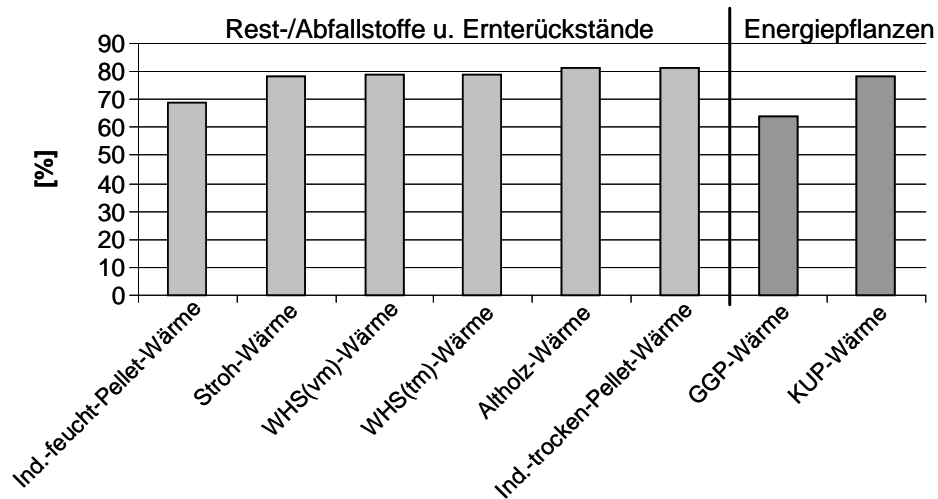


Abb. 3-2: Energieeffizienz der Prozessketten zur Bereitstellung von Wärme aus Biomasse in %

Strombereitstellung

Für die Stromproduktion im Kondensationskraftwerk liegen die Gesamtnutzungsgrade zwischen 12,6 und 22,4 % (vgl. Abb. 3-3). Damit bewegen sie sich im Vergleich zu den KWK- und Wärmeoptionen auf einem vergleichsweise geringen Niveau.

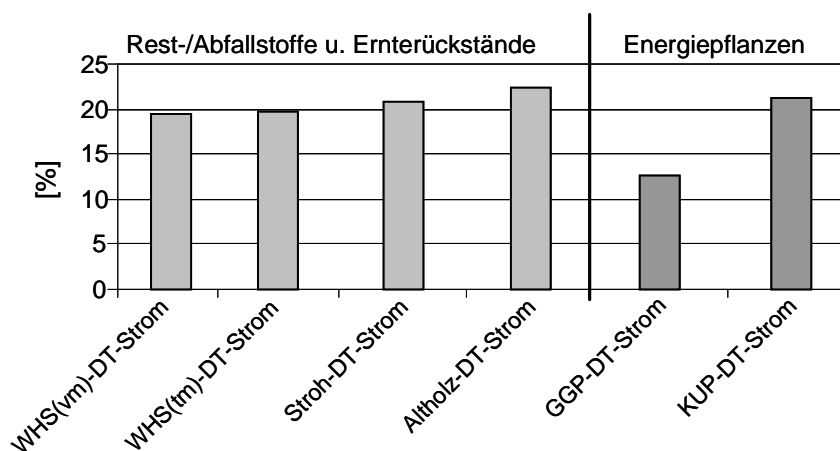


Abb. 3-3: Energieeffizienz der Prozessketten zur Bereitstellung von Strom aus Biomasse in %

Wie bei der Wärmebereitstellung liegen auch hier die Ergebnisse für die unterschiedlichen Holzrohstoffe (19,5 – 22,4 %) beinahe gleichauf. Lediglich die Nutzung von GGP (12,6 %) zeigt deutlich geringere Werte, da auch hier die energetischen und stofflichen Aufwendungen zu Buche schlagen. Die Strohnutzung liegt mit einer Effizienz von 20,7 % vergleichbar mit der Nutzung von Holz aus KUP (21,3 %).

Kraftstoffbereitstellung

Für die Kraftstoffbereitstellung ergibt sich, wie in Abb. 3-4 dargestellt, ein äußerst heterogenes Bild. Die Energieeffizienz der Nutzungspfade liegt zwischen 11,2 und 44,1 %. Als besonders effizient stellen sich die Bereitstellung des gasförmigen Kraftstoffs SNG (Substitute Natural Gas) aus aufbereitetem Biogas (42,5 - 44,1 %) durch die Nutzung von Mais und GGP und die Bereitstellung von BTL aus KUP (39,0 %) dar. Dies ist sowohl für die Nutzung von Reststoffen als auch für die Nutzung der Energiepflanzen der Fall. Die Bereitstellung von Ethanol aus Lignocellulose zeigt demgegenüber bereits geringere energetische Nutzungsgrade von rund 38 %. Die derzeit für den Biokraftstoffsektor bestimmende Prozesskette der RME-Bereitstellung erweist sich mit 24,8 % als die effizienteste unter den hier untersuchten Biokraftstoffen der 1. Generation. Die Nutzung von Ethanol aus Zuckerrübe (20,6 %) und Getreide (11,2 %) liegt am unteren Ende des Spektrums. Damit bewegen sich die Effizienzen der Biokraftstoffe der 1. Generation deutlich unterhalb der Bereitstellung von SNG und BTL.

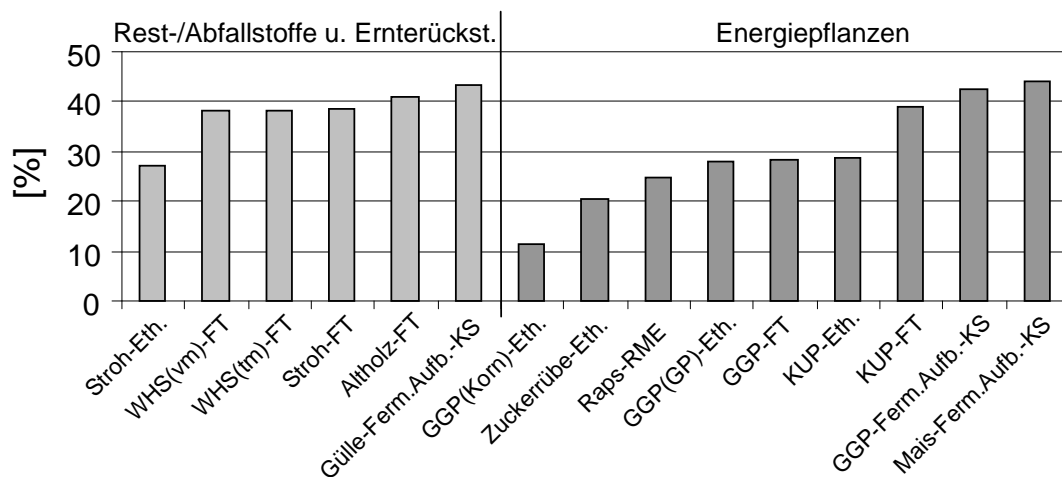


Abb. 3-4: Energieeffizienz der Prozessketten zur Bereitstellung von Kraftstoff aus Biomasse in %

Aufgrund der vergleichsweise geringen Belastbarkeit der Datengrundlage für FT-Kraftstoff und Ethanol aus Lignocellulose sind die Ergebnisse nur als Richtwerte einzustufen. Die Nutzungsgrade für die in der Literatur z. T. als unrentabel bezeichneten Ethanolpfade (Stärke und Zucker), bei denen bei einer Vorkettenbetrachtung aufgrund der hohen energetischen und stofflichen Aufwendungen negative Energieerträge, also insgesamt höherer Aufwendungen

als Erträge festgestellt werden, sind in den hier erarbeiteten Ergebnissen stets positiv, zeigen allerdings durchgehend vergleichsweise geringe Werte. Hierbei gilt zu beachten, dass Koppelprodukte wie „Distillers Dried Grain and Solubles“ (DDGS), Extraktionsschrot oder Glycerin, wie sie bei der Ethanol- oder RME-Produktion anfallen, hier nicht berücksichtigt sind. Die Bewertung von Koppelprodukten im Hinblick auf die Bilanzierungsergebnisse wird in Kapitel 3.2 ausführlich dargestellt und diskutiert. Für die Nutzung von Zuckerrübe sollte zudem beachtet werden, dass deren Anbau im Vergleich zu GGP oder Mais höhere Ansprüche an den Boden und das Klima stellt und die Zuckerrübe nicht auf jedem Standort wirtschaftlich angebaut werden kann. Daher ist deren Anbaupotenzial begrenzt.

Zusammenfassung

In Abb. 3-5 sind die Ergebnisse, gruppiert nach den unterschiedlichen Konversionsverfahren und für die hier untersuchten biogenen Rohstoffe zusammengefasst, dargestellt. Dabei stellen die schraffierten Bereiche der Säulen die Variationsbreite der Einzelergebnisse innerhalb der Gruppierung dar, die sich durch den Einsatz unterschiedlicher Rohstoffe ergibt.

Vor dem Hintergrund einer möglich ökonomischen Biomassenutzung ist die Wärmebereitstellung deutlich besser zu bewerten als die übrigen Optionen. Mit einer Effizienz von rund 80 % liegt sie deutlich über den KWK-Anlagen für Festbrennstoffe mit 50 - 60 % und den Biogasanlagen mit 20 - 35 %. Etwa über dem Niveau der Biogasnutzung bewegen sich die Gesamtnutzungsgrade für die Bereitstellung von Kraftstoffen (10 – 45 %), wobei hier vor allem der gasförmige Biokraftstoff (SNG) und das Dieselsubstitut BTL mit hohen Effizienzen hervortreten. Die Kraftstoffe der 2. Generation zeigen z. T. deutlich höhere Effizienzen als die der 1. Generation. Die Stromproduktion im Kondensationsbetrieb stellt mit 12 – 22 % Gesamtnutzungsgrad im Mittel die am wenigsten effiziente Art der Biomassenutzung dar.

Aus Sicht einer vorteilhaften Nutzung der Energiepflanzenpotenziale stellen sich im direkten Vergleich der Anbau und die Nutzung von KUP als vorteilhaft heraus. Sowohl bei der Nutzung in KWK als auch zur Bereitstellung von Strom oder Wärme ist KUP stets mit einem höheren energetischen Nutzungsgrad verbunden als die Nutzung von GGP und Mais. Für die Bereitstellung von Kraftstoff zeigen die Biogassubstrate GGP und Mais mit der Bereitstellung von Bio-Methan (SNG) eine höhere Effizienz als die Bereitstellung der flüssigen Kraftstoffe BTL oder Ethanol aus KUP.

Einen maßgeblichen Faktor für die Gesamteffizienz der Prozessketten stellt der Wirkungsgrad der Konversionsanlage dar (vgl. dazu Kapitel 3.3). Zudem fallen die Stoff- und Hilfsenergieströme in Form von Dünger, PSM und Diesel bei der Produktion und Bereitstellung der Bioenergieträger und Strom, Gas oder Heizöl als Prozessenergie bei der Konversion ins Gewicht.

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass hier die Endenergieträger Wärme und Strom auf der Grundlage einer energetischen Betrachtung gleich bewertet werden. Daher

ergibt sich für die betrachteten KWK-Anlagen ein vergleichsweise hoher energetischer Nutzungsgrad bzw. Energieeffizienz.

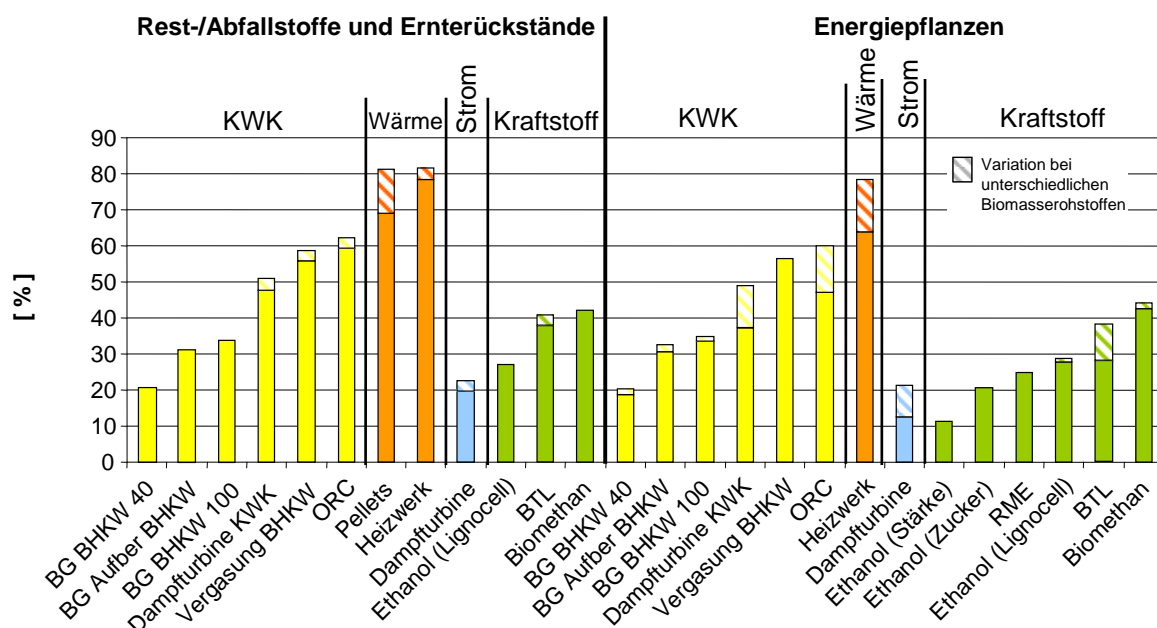


Abb. 3-5: Durchschnittliche Energieeffizienz der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff in %

Im Hinblick auf die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Konversionstechnologien und Bioenergieträger lässt sich ableiten, dass durch die Nutzung von festen Brennstoffen in Vergasungsanlagen und einer anschließenden Methanisierung des Produktgases zur Bereitstellung von Bio-Methan (SNG) aufgrund theoretisch vergleichsweise hoher Wirkungsgrade der Anlagenkonzepte u. U. eine effiziente Biomassenutzung im Hinblick auf die Bereitstellung von Kraftstoffen auch in Anlagen mittlerer bis großer Leistung realisiert werden kann. Für die Nutzung von mehrjährigen Gräsern (z. B. Miscanthus) lässt sich unter der Voraussetzung, dass die Technologien für die Nutzung halmgutartiger Bioenergieträger weiterentwickelt werden, aufgrund der zu den Energiepflanzen KUP, GGP und Mais vergleichbaren Verwendungsmöglichkeiten auf ähnliche Gesamtnutzungsgraden wie bei KUP schließen.

3.1.2 Flächenenergieertrag bei der Energiepflanzen- und Strohnutzung

Der Flächenenergieertrag beschreibt den Endenergiegewinn je Hektar Anbaufläche bei der Energiepflanzen- und Strohnutzung. Er wird maßgeblich sowohl durch den Biomasseertrag je Hektar als auch durch die Gesamteffizienz der Prozesskette (vgl. Kapitel 3.1.1) bestimmt. Daher stellt der Flächenenergieertrag ein Maß für einen ökonomischen Einsatz der beschränkten Flächenpotenziale dar.

KWK-Nutzung

Der Flächenenergieertrag weist für die untersuchten KWK-Varianten mit 34,4 bis 110,8 GJ/ha/a eine große Bandbreite auf. Aufgrund des starken Einflusses der Effizienz der Konversionstechnologien auf den Endenergiegewinn, ergibt sich auch hier, dass die ORC-Varianten höhere Flächenerträge als die Vergasungs- und die Dampfturbinen-Varianten aufweisen. Bei der Biogasnutzung ist die Nutzung vor Ort mit 100 %iger Wärmenutzung (61,9 – 78,5 GJ/ha/a) mit vergleichbaren Erträgen verbunden wie die Aufbereitung und Einspeisung des Biogases (56,5 – 73,9 GJ/ha/a) und mit deutlich höheren Erträgen als bei 40 %iger Wärmenutzung (34,4 – 45,7 GJ/ha/a).

Der Flächenenergieertrag für Stroh als Ernterückstand bei der Futter- und Nahrungsmittelproduktion liegt mit einem Niveau von rund 55 GJ/ha/a bis zu etwa 15 GJ/ha/a höher als die Nutzung von Energiepflanzen in einer Biogasanlage mit 40 %iger Wärmenutzung und erreicht in etwa das Niveau der Biogasanlagen mit 100 %iger Wärmenutzung. Damit wird deutlich, dass eine kombinierte Produktion von Getreide als Futter- bzw. Nahrungsmittel und Stroh als Energieträger eine deutlich effizientere Art der Flächennutzung darstellt als z. B. die derzeit übliche Biogasproduktion und -nutzung aus Energiepflanzen mit einer geringen Ausnutzung der anfallenden Abwärme. Die hohen Flächenerträge bei der Strohnutzung sind allerdings auf die vollständige Zuschreibung der energetischen und stofflichen Aufwendungen auf das als Nahrungs- oder Futtermittel genutzte Getreidekorn zurück zu führen. Das Stroh wird in den Bilanzen als ein Nebenprodukt der Getreideproduktion behandelt und damit werden keine Aufwendungen für dessen Produktion berücksichtigt. Bei einer verstärkten Nutzung des Strohs als Energieträger erwächst die Notwendigkeit das Stroh eher als Koppelprodukt und nicht als Reststoff zu bewerten. Es ist daher zu überlegen, ob und in wieweit in der Bilanz die Aufwendungen, die hier vollständig dem Hauptprodukt Korn zugeschrieben werden, teilweise auf das Nebenprodukt Stroh allokiert werden können. Dadurch würde sich die Effizienz auf Basis des Energiegewinnes für die Strohnutzung verringern.

Im Hinblick auf die Nutzung unterschiedlicher Energiepflanzen weist KUP im Mittel die höchsten Flächenenergieerträge auf. Im direkten Vergleich der komplementären Konversionsverfahren zwischen Mais und GGP kann mit dem Anbau und der Nutzung von Mais ein höherer Ertrag erzielt werden. KUP geht daher als die zu bevorzugende Energiepflanze hervor. Unter den halmgutartigen Energiepflanzen erweist sich Mais gegenüber GGP als vorteilhaft.

Wärmebereitstellung

Die Wärmenutzung weist Flächenerträge zwischen 82,3 und 144,7 GJ/ha/a auf. Für die Strohnutzung liegen die Erträge auf einem höheren Niveau als bei der KWK-Nutzung mit 82,3 GJ/ha/a, allerdings jederzeit signifikant unterhalb der Energiepflanzennutzung mit etwa 130 GJ/ha/a.

Strombereitstellung

Für die Stromproduktion liegt der Flächenenertrag für KUP und GGP bei 39,3 und 23,2 GJ/ha/a und damit deutlich niedriger als bei der KWK-Nutzung und der Wärmebereitstellung. Dass das Stroh bilanztechnisch nicht mit stofflichen und energetischen Aufwendungen belastet wird, macht sich bei der Strombereitstellung mit Stroh (21,8 GJ/ha/a) bemerkbar. Hier liegen die Werte für den Reststoff Stroh und die Energiepflanze GGP (d. h. Stroh und Korn zusammen) beinahe gleichauf.

Kraftstoffbereitstellung

Für die Kraftstoffbereitstellung ergibt sich eine große Bandbreite für den Flächenenergieertrag. SNG aus Biogas weist mit 78,7 bzw. 99,5 GJ/ha/a für den Endenergieertrag den höchsten Flächenenergieertrag auf. Deutlich niedriger liegen die Biokraftstoffe der 2. Generation mit 52,8 und 72,2 GJ/ha/a für die Bereitstellung von BTL aus GGP und KUP und mit 51,5 bis 53,0 GJ/ha/a für die Ethanolproduktion aus Lignocellulose. Der Flächenenergieertrag steigt bei den Biokraftstoffen der 2. Generation (BTL, SNG aus Biogas) gegenüber der Zuckerrübenutzung (45,2 GJ/ha/a) nur leicht, gegenüber der Nutzung von Getreidekorn (9,0 GJ/ha/a) und Rapskorn (19,6 GJ/ha/a) allerdings deutlich. Damit kann mit der Bereitstellung von RME im Vergleich zur Bereitstellung von Biomethan lediglich rund 20 % des Flächenenergieertrages realisiert werden. Die Bereitstellung von Kraftstoff aus Stroh kann mit 28,6 bis 35,7 GJ/ha/a bei der Ethanol- bzw. BTL-Produktion deutlich höhere Flächenenerträge erbringen als die Nutzung von Raps- und Getreidekorn. Allerdings ist hierbei die Weiterentwicklung der Konversionstechnologien für Ethanol aus Lignocellulose aber auch der FT-Produktion aus halmgutartigen Biomassen vorausgesetzt, die sich derzeit nicht auf dem Stand der kommerziellen Anwendung befindet.

Für die Energiepflanzen zeigt sich, dass Mais einen höheren Ertrag als GGP erbringt und Raps einen höheren Ertrag als Getreidekorn. Zuckerrübe weist deutlich höhere Flächenenerträge auf als GGP und Raps zur RME-Produktion. Allerdings ist deren Anbaufläche aufgrund der Standortansprüche begrenzt.

Gesamtpotenzial

Das Endenergiepotenzial für den Energiepflanzenanbau und die Strohnutzung in Deutschland hängt stark von den unterschiedlichen Energiepflanzen und eingesetzten Konversionstechnologien ab. Im Folgenden wird das Potenzial für die Nutzung von Energiepflanzen bei einer Konzentration auf die Produktion von Wärme, Kraftstoff oder Strom diskutiert. Das heißt, dass bei der Berücksichtigung der Fruchtfolge das Energiepflanzenpotenzial, welches sich aus unterschiedlichen Arten von Energiepflanzen zusammensetzt möglichst entweder zur Wärme-, Kraftstoff- oder Strombereitstellung eingesetzt wird. In Tabelle 3-1 sind die Gesamtergebnisse für 2,0 und 4,0 Mio. ha Anbaufläche in Deutschland dargestellt.

Bei einer landwirtschaftlichen Fläche von 2,0 Mio. ha für den Energiepflanzenanbau in Deutschland können bei einer Präferenz für die Wärmebereitstellung durch den Anbau von KUP rund 303 PJ an Wärme bereitgestellt werden. Dies entspricht bei einem jährlichen Endenergiebedarf in Deutschland von 9.173 PJ im Jahr 2005 /BMWi 2007/ rund 3,3 % des Endenergiebedarfes. Bei einer Nutzung von 4,0 Mio. ha für den Energiepflanzenanbau verdoppelt sich dieses Potenzial auf 6,6 %.

Wird bei einer Nutzung von 2,0 Mio. ha landwirtschaftlicher Fläche, die Nutzung von Energiepflanzen vorwiegend auf die Kraftstoffbereitstellung ausgerichtet und dabei die Fruchtfolge (Anbau einer Kultur aller drei Jahre) berücksichtigt, weist die Biogasgewinnung aus Mais ein Erzeugungspotenzial von rund 84 PJ auf, wenn lediglich auf einem Drittel der vorhandenen Fläche Mais angebaut wird. Wird auf den restlichen zwei Dritteln der Fläche jeweils 50 % Getreide und 50 % Raps angebaut und ebenfalls für die Kraftstoffbereitstellung genutzt, können zudem rund 70 PJ durch Biogas aus Getreide und 26 PJ durch RME aus Raps also zusammen jährlich 180 PJ (= 2,0 % des Endenergiebedarfes) bereitgestellt werden.

Der Anbau von KUP und die reine Stromproduktion kann jährlich mit rund 99 PJ zu etwa 1,1 % des Endenergiebedarfes beitragen.

Bei der gekoppelten Kraft-Wärme Produktion in einer Anlage mit hohem Gesamtwirkungsgrad (ORC- bzw. Vergasungsanlage) können rund 235 PJ (= 2,6 % des Endenergiebedarfes) in Form von Wärme und Elektrizität bereitgestellt werden.

Tabelle 3-1: Endenergiepotenziale (EEP) für den Energiepflanzenanbau in Deutschland bei unterschiedlichen Nutzungsvarianten und unterschiedlichen Flächenverfügbarkeiten absolut und % des Endenergieverbrauchs (EEV) von 9.173 PJ in Deutschland (2005)

| | | Fläche für Energiepflanzenanbau | | | |
|--------------------|--------------------------|---------------------------------|-------------------|-------------|-------------------|
| | | 2,0 Mio. ha | | 4,0 Mio. ha | |
| Konzentration auf: | genutzte Energiepflanzen | EEP [PJ/a] | Anteil am EEV [%] | EEP [PJ/a] | Anteil am EEV [%] |
| Wärme | KUP | 303 | 3,3 | 606 | 6,6 |
| Strom | KUP | 99 | 1,1 | 198 | 2,2 |
| Kraftstoff | Raps/Mais/GGP | 180 | 2,0 | 360 | 4,0 |
| KWK | KUP | 235 | 2,6 | 470 | 5,2 |

Zusammenfassung Flächenenergieertrag

Aufgrund des starken Einflusses der Gesamteffizienz auf die Ergebnisse des Flächenenergieertrags zeigt sich ein ähnliches Bild wie in Kapitel 3.1 (vgl. Abb. 3-6). Für eine Flächennutzung mit möglichst hohen Endenergiegewinnen ist die Bereitstellung von Wärme (80 – 140 GJ/ha/a), die Nutzung von Festbrennstoffen in KWK (40 – 110 GJ/ha/a) und die Bereitstellung von SNG aus Biogas (80 – 100 GJ/ha/a) zur Nutzung als Kraftstoff als vorteilhaft zu bewerten. Die Stromproduktion (20 – 40 GJ/ha/a), die Bereitstellung von

flüssigen Kraftstoffen (10 – 70 GJ/ha/a) und die Nutzung von Biomasse in Biogasanlagen mit geringen Wärmenutzungsgraden (ca. 40 GJ/ha/a) sind aus Sicht einer effizienten Nutzung der beschränkten Flächenpotenziale eher als ungünstig zu bewerten.

Trotz eines vergleichsweise hohen Gesamtnutzungsgrades weist der Flächenenergieertrag für die Bereitstellung von RME aufgrund der geringen Massenerträge der Rapssaat ein sehr geringes Niveau auf (ca. 20 GJ/ha/a). Durch die Biokraftstoffe der 2. Generation (50 - 60 GJ/ha/a) und SNG (80 - 100 GJ/ha/a) können im Vergleich dazu deutlich höhere Endenergiegewinne erzielt werden.

Die Nutzung von Stroh als Ernterückstand in KWK Anlagen ist mit einem höheren Endenergiegewinn je Hektar Anbaufläche verbunden als die KWK-Nutzung von Biogas aus Energiepflanzen mit geringen Wärmenutzungsgraden. Allerdings wird hier das Stroh als Reststoff bei der Getreidekornproduktion bilanztechnisch nicht mit stofflichen oder energetischen Aufwendungen für dessen Produktion beaufschlagt.

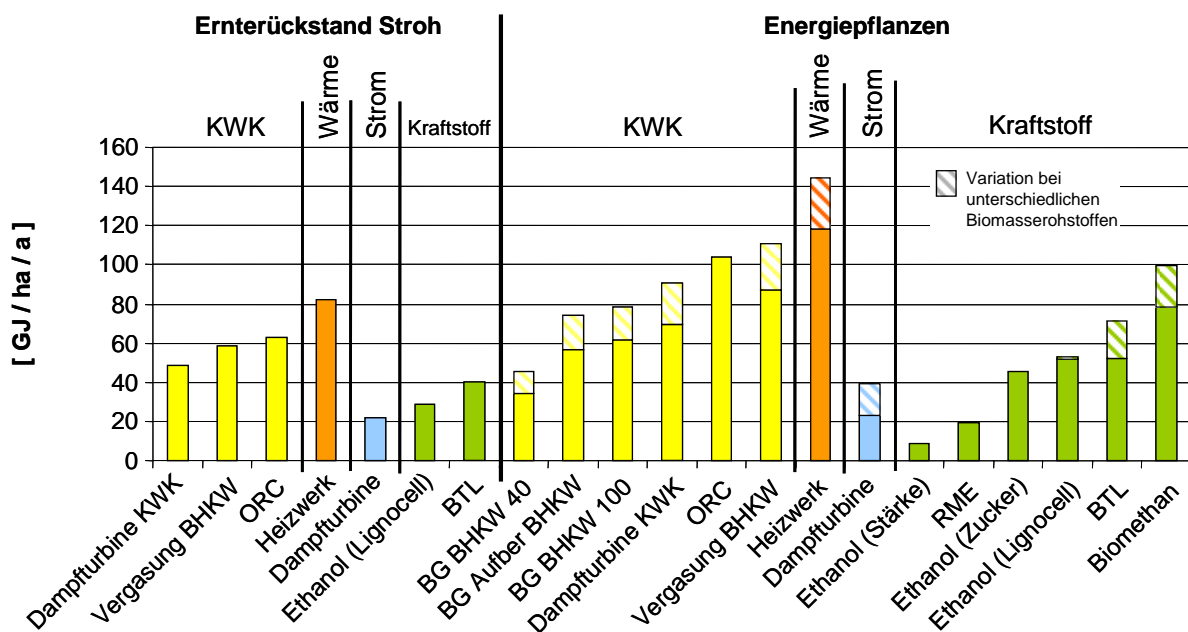


Abb. 3-6: Durchschnittlicher Flächenenergieertrag der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff auf Basis des Endenergiegewinns

Der Anbau von KUP stellt sich unter den verschiedenen Energiepflanzen als vergleichsweise vorteilhafte Art der Flächennutzung dar. Dies ist auf die relativ hohen Massenerträge und die Bereitstellung eines holzartigen Energieträgers zurückzuführen, für den die Konversionstechnologien ausgereift und effizient sind. Auch Mais und in etwas geringerem Ausmaß auch GGP können bei der Bereitstellung von SNG aus Energiepflanzen mit hohen Flächenerträgen als vorteilhaft bewertet werden.

Die derzeitige Nutzung von Raps zur Produktion von RME und Getreidekorn zur Produktion von Ethanol aus Stärke stellt demgegenüber eine eher ineffiziente Flächennutzung dar.

Werden effiziente Konversionstechnologien und masseertragreiche Energiepflanzen kombiniert, wie z. B. bei der Bereitstellung von Biomethan (SNG) aus Mais, kann die Flächeneffizienz deutlich gesteigert werden.

Die derzeitige Energiepflanzennutzung in Deutschland, die vor allem durch den Anbau von Raps für die RME-Produktion, Mais und Getreide für die Biogasnutzung und Zuckerrübe und Getreide für die Ethanolproduktion bestimmt wird, stellt sich vor dem Hintergrund des Flächenenergieertrages als eher nachteilig dar. Zum einen werden entweder Energiepflanzen mit geringen Masseerträgen, wie z. B. Raps angebaut oder masseertragreiche Pflanzen wie Mais, deren Konversionstechnologien allerdings geringe Effizienzen aufweisen. Daher resultiert in den meisten Fällen ein geringer Flächenenergieertrag. Eine Kombination aus masseertragreichen Kulturen und hohen Gesamteffizienzen, wie dies z. B. bei KUP und der Wärmebereitstellung oder der KWK-Nutzung der Fall ist, sind vor dem Hintergrund einer effizienten Landnutzung als deutlich vorteilhafter zu bewerten.

Die Strohnutzung erweist sich sowohl im Hinblick auf die Energieträgerpotenziale als auch auf die Flächenerträge als eine vorteilhafte Nutzungsoption. Zudem ist die kombinierte Futter- bzw. Lebensmittel- und Energieträgerproduktion dem derzeitigen Anbau und der Nutzung von Energiepflanzen in Deutschland aus Sicht der energetischen Flächeneffizienz vorzuziehen. Bei dem Vergleich der Energiepflanzen- und Strohnutzung bleiben allerdings der Nährstoffentzug und der Einfluss auf die Humusbilanz und zudem die Notwendigkeit ggf. Aufwendungen der Kornproduktion auf die Strohproduktion zu allokalieren hier unberücksichtigt.

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass das Gesamterzeugungspotenzial für die Nutzung von Energiepflanzen in Deutschland je nach verfügbarem Flächenpotenzial und Nutzungsart zwischen etwa 0,6 bis 6,3 % des Endenergiebedarfs in Deutschland variieren kann.

3.1.3 Spezifisches Substitutionspotenzial für fossile Energieträger

Das Substitutionspotenzial gibt an, welche Menge an fossilen Energieträgern durch den Einsatz von Biomasse in den jeweiligen Nutzungspfaden substituiert werden kann. An dieser Stelle wird nochmals auf den bedeutenden Einfluss der gewählten fossilen Referenz auf das Ergebnis hingewiesen (vgl. dazu Diskussion in Kapitel 2.1.4).

Analog zu Kapitel 3.1.2 wird hier anhand des spezifischen Substitutionspotenzials und auf der Grundlage der vorhandenen Biomassepotenziale in Deutschland ein theoretisches Gesamt-Substitutionspotenzial abgeleitet.

KWK-Nutzung

Durch die verschiedenen Nutzungsoptionen können 0,29 (Biogas aus Gülle und Energiepflanzen mit geringer Nutzung der Abwärme) bis 0,89 kWh (KWK-Anlagen mit Festbrennstoffnutzung) fossiler Energieträger je kWh Biomasse ersetzt werden.

Für die Nutzung von Energiepflanzen, die sowohl in Biogasanlagen als auch in Konversionsanlagen für Festbrennstoffe genutzt werden können, gilt, dass mit dem Einsatz von z. B. GGP in einer ORC-Anlage das 2,4fache an fossilen Energieträgern substituiert werden kann als bei der Nutzung in einer Biogasanlage mit geringen Wärmenutzungsgraden. Kann dagegen die Wärme der Biogasanlage vollständig genutzt werden, so kann im Vergleich dazu das 1,7fache an fossilen Energieträgern substituiert werden.

Für die Energiepflanzen zeigt sich, dass durch KUP bei vergleichbaren Konversionstechnologien 5 - 10 % mehr fossile Energieträger substituiert werden können als durch die Nutzung von GGP. Im direkten Vergleich von Mais und GGP zeigen sich nur geringfügig höhere Werte für Mais. Dies ist vor allem auf die höhere Gesamtnutzungsgrad der Gesamtketten als auch auf den geringere Pflegeintensität der schnellwachsenden Baumarten gegenüber Getreidepflanzen zurückzuführen.

Bei der Nutzung von Rest- bzw. Abfallstoffen und Ernterückständen ist zwischen den unterschiedlichen Bereitstellungsverfahren für Waldhackgut kein Unterschied zu erkennen.

Wärmebereitstellung

Das Substitutionspotenzial für die Wärmebereitstellung liegt zwischen 0,84 (Pelletkessel mit Gastherme als fossile Referenz) und 1,09 kWh (Biomasseheizwerk mit Erdgasheizwerk als fossile Referenz) fossiler Energieträger je kWh Biomasse und weist damit eine niedrige Bandbreite und die im Vergleich zu den anderen Nutzungsoptionen höchsten Werte auf. Auch hier wird deutlich, dass Nutzungspfade, in denen stofflicher und energetischer Aufwand relativ hoch sind, wie z. B. bei der Nutzung von feuchten Industrierestholz und GGP, das Substitutionspotenzial geringer ist. Die vier Varianten für die im Heizwerk genutzten Reststoffe weisen aufgrund des starken Einflusses der effizienten Konversionstechnologie auf das Ergebnis und der bei allen vergleichsweise geringen stofflichen und energetischen Aufwendungen lediglich geringe Unterschiede auf.

Strombereitstellung

Wie bei der Wärmebereitstellung ist auch hier das Spektrum des Substitutionspotenzials mit 0,53 bis 0,70 kWh/kWh relativ eng. Allerdings liegen die Werte im Vergleich zu der Wärmebereitstellung rund um ein Viertel geringer. Lediglich bei GGP sinkt der Wert aufgrund des Energieaufwandes im Vergleich zu den wenig energieintensiven Optionen deutlich auf unter 0,6 kWh fossiler Energieträger je kWh Biomasse ab.

Im Hinblick auf die Substitution fossiler Energieträger kann sich die Stromproduktion durchaus neben der Wärmebereitstellung und der KWK-Nutzung behaupten und fällt nicht so stark ab wie bei den anderen Vergleichsgrößen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Umwandlungswirkungsgrade der Konversionstechnologien bei der Nutzung der Biomasse im Vergleich zu der fossilen Referenz nicht stark abweichen und sich damit ein hohes spezifisches Substitutionspotenzial ergibt.

Kraftstoffbereitstellung

Das Substitutionspotenzial der Kraftstoffbereitstellung setzt sich deutlich von allen anderen Nutzungsoptionen ab. Dies ist auf die im Vergleich zur Produktion konventioneller Kraftstoffe geringeren Wirkungsgrade der Konversionstechnologien zurückzuführen. Das Substitutionspotenzial liegt im Vergleich zur Wärmebereitstellung bei rund einem Drittel. Sowohl bei den Energiepflanzen als auch bei den Rest- und Abfallstoffen sticht die Produktion von SNG mit 0,52 bis 0,53 kWh fossiler Energieträger je kWh Biomasse deutlich hervor, wobei die Produktion von BTL bei der Reststoffnutzung vergleichbare Ergebnisse zeigt.

Gesamtpotenzial zur Substitution fossiler Energieträger

Für die Einordnung des Gesamtpotenzials zur Substitution fossiler Energieträger durch die energetische Nutzung von Biomasse wird hier von dem in Kapitel 1.2 dargestellten Biomassepotenzial bei 2,0 und 4,0 Mio. ha Anbaufläche für Energiepflanzen ausgegangen. Für die Erhebung des Gesamtpotenzials für die Substitution fossiler Energieträger werden die Ergebnisse für das spezifische Substitutionspotenzial mit diesem Biomassepotenzial verrechnet.

In Tabelle 3-2 sind die Ergebnisse für das Substitutionspotenzial bei der vorwiegenden Produktion der Endenergieformen Wärme, Strom oder Kraftstoffe oder der Nutzung von KWK-Anlagen zusammengefasst. Dabei bedeutet z. B. eine Konzentration auf die Wärmebereitstellung nicht, dass das gesamte Biomassepotenzial in Wärme überführt wird. Lediglich bei den Teilen des Potenzials, die in Konversionsanlagen zur reinen Wärmeproduktion genutzt werden können, wie z. B. Holz oder Stroh, wird in diesem Fall eine solche Nutzungsart unterstellt. Bei anderen Brennstoffen bzw. Energieträgern wie z. B. bei Gülle oder Raps würde keine reine Wärmebereitstellung berücksichtigt, da diese Potenziale mit einer bestimmten Nutzungsart (Biogas im Falle von Gülle und RME-Produktion im Falle von Raps) verbunden sind. Bei der Konzentration auf Wärme treten daher auch Strom- und Kraftstoffproduktion auf, jedoch liegt der Schwerpunkt auf der Wärmebereitstellung. Analog ist dies bei der Konzentration auf die weiteren Endenergieträger und der Biomassenutzung in KWK-Anlagen der Fall.

Tabelle 3-2: Substitutionspotenzial für fossile Energieträger durch die energetische Nutzung von Biomasse in Deutschland bei 2,0 und 4,0 Mio. ha Anbaufläche für Energiepflanzen und unterschiedlichen Schwerpunkten der Endenergieträgerbereitstellung

| Substitutionspotenzial [PJ/a] bei der Konzentration der Produktion auf: | Anbaufläche | |
|--|-------------|-------------|
| | 2,0 Mio. ha | 4,0 Mio. ha |
| Wärme (100% Wärmenutzung bei BG) | 890 | 1055 |
| Wärme (40% Wärmenutzung bei BG) | 815 | 945 |
| Strom (100% Wärmenutzung bei BG) | 640 | 785 |
| Strom (40% Wärmenutzung bei BG) | 560 | 675 |
| Kraftstoff (Mais + Getreide zu Biomethan) | 560 | 720 |
| Kraftstoff (Mais + Getreide zu EOH) | 480 | 630 |
| KWK (100% Wärmenutzung bei BG) | 825 | 980 |
| KWK (40% Wärmenutzung bei BG) | 745 | 870 |

BG = Biogas; EOH = Ethanol

Bei einer Fokussierung auf die Wärmeerzeugung können damit bei 2 Mio. ha Anbaufläche für Energiepflanzen rund 890 PJ/a und bei 4 Mio. ha Anbaufläche rund 1.055 PJ/a an fossilen Energieträgern substituiert werden. Liegt die Wärmenutzung bei Biogasanlagen lediglich bei 40 % reduziert sich das Substitutionspotenzial auf rund 815 bzw. 945 PJ/a.

Für die reine Stromproduktion fällt das Substitutionspotenzial mit rund 640 (2 Mio. ha) bzw. 785 PJ/a (4 Mio. ha) höher aus als für die Kraftstoffbereitstellung aber niedriger als für die KWK-Nutzung und Wärmeproduktion. Dies gilt auch wenn die Wärmenutzung bei den Biogasanlagen auf 40 % reduziert wird. In diesem Fall beträgt das Substitutionspotenzial 560 (2 Mio. ha) bzw. 675 PJ/a (4 Mio. ha).

Bei einer Präferenz für die Kraftstoffproduktion könnten bei einer verstärkten Nutzung von Biomethan als Treibstoff rund 560 PJ/a (2 Mio. ha) bzw. 720 PJ/a (4 Mio. ha) substituiert werden. Werden dagegen vordringlich flüssige Kraftstoffe genutzt und das Potenzial an Mais und Getreide zur Ethanolherstellung verwendet, so reduziert sich das Substitutionspotenzial deutlich auf den insgesamt niedrigsten Stand der hier untersuchten Varianten von rund 480 (2 Mio. ha) bzw. 630 PJ/a (4 Mio. ha).

Würde die KWK-Nutzung bevorzugt, so könnte unter der Voraussetzung einer 100%igen Nutzung der Abwärme bei der Biogasnutzung ein Substitutionspotenzial von 825 (2 Mio. ha) bzw. 980 PJ/a (4 Mio. ha) erreicht werden. Werden dagegen lediglich 40 % der Abwärme genutzt, so beläuft sich das Substitutionspotenzial auf 745 (2 Mio. ha) bzw. 870 PJ/a (4 Mio. ha).

Zusammenfassung Substitutionspotenzial

Wird die Biomasse zur Bereitstellung von Wärme genutzt, kann damit je kWh Rohstoff die dreifache Menge an fossilen Energieträgern substituiert werden als bei der Bereitstellung von

flüssigem Kraftstoff und rund doppelt so viel wie bei gasförmigem Kraftstoff (vgl. Abb. 3-7). Im Vergleich zur reinen Stromproduktion können durch die Bereitstellung von Wärme oder die KWK-Nutzung im Einzelfall bis zu 1,5 Mal mehr fossile Energieträger substituiert werden. Im Hinblick auf eine Optimierung der Substitution fossiler Energieträger sind die Wärmebereitstellung und die Nutzung von Festbrennstoffen in KWK der Stromproduktion und der Bereitstellung von Kraftstoffen vorzuziehen.

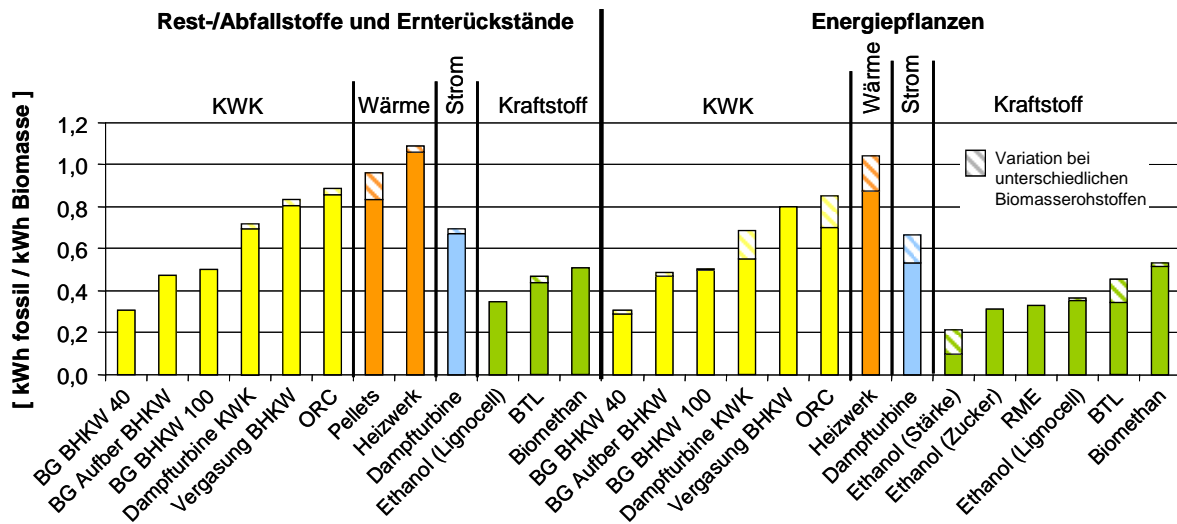


Abb. 3-7: Durchschnittliches Substitutionspotenzial der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff

Mit der derzeitigen Nutzung von Energiepflanzen in Biogasanlagen mit geringen Wärmenutzungsgraden wird demnach nur etwa 35 % des möglichen Substitutionspotenzials ausgeschöpft. Mit der stetig zunehmenden Anlagenzahl in Deutschland wird daher eine Technologie gefördert und umgesetzt die die begrenzten Biomassepotenziale nur wenig effizient umsetzt und nur in geringem Maße zur Substitution fossiler Energieträger beitragen kann. Die Biogasnutzung sollte daher im Hinblick auf die Wärmenutzung deutlich verbessert werden, damit die derzeit eingesetzte Biomasse stärker zu einer Reduktion des Verbrauchs an fossilen Energieträgern beitragen kann.

Noch deutlich geringer als bei der Biogasnutzung ist die Ausbeute bei der Bereitstellung von RME und Ethanol aus Stärke. Auch hier kann eine deutliche Steigerung durch den Wechsel zu BTL oder SNG vollzogen werden.

Durch die Nutzung von Biomasse in Kondensationsanlagen zur Stromproduktion, wie es derzeit vor allem mit Rest- und Altholz realisiert wird, ist eine vergleichsweise hohe Substitution möglich.

3.1.4 Exergetischer Nutzungsgrad der Prozessketten

Da sich im Vergleich zu der energetischen Bilanzierung (siehe Kapitel 3.1.1) lediglich die Ergebnisse für die KWK und die Wärmebereitstellung ändern, wird im Folgenden besonders auf diese Änderungen eingegangen. Die Exergie der bereitgestellten Wärme wird dabei für ein Temperaturniveau von 90 °C ermittelt (vgl. Kapitel 2.4.1).

KWK-Nutzung

Die Bandbreite des exergetischen Nutzungsgrades verringert sich für die Bereitstellung von Strom und Wärme in KWK im Vergleich zur energetischen Betrachtungsweise. Der exergetische Nutzungsgrad bewegt sich zwischen 15,8 und 33,4 %. Damit liegt das Niveau in vergleichbarer Höhe zu der Stromproduktion, höher als im Vergleich zur Wärmeproduktion und unterhalb der Kraftstoffbereitstellung. Aufgrund der hohen elektrischen Wirkungsgrade der Technologien weisen vor allem die Vergasungsverfahren aber auch die Dampfturbine sowie die Biogasnutzung bei 100 % Wärmenutzung und der Einspeisung ins Erdgasnetz hohe Werte auf. Der exergetische Nutzungsgrad der ORC-Technologie ist trotz des hohen Gesamtwirkungsgrades aufgrund des niedrigen elektrischen Wirkungsgrades im Vergleich dazu geringer. Die Biogasnutzung mit 40 % Wärmenutzung erweist sich auch bei der exergetischen Betrachtung als vergleichsweise wenig effizient.

Wärmebereitstellung

Der exergetische Nutzungsgrad liegt für die Wärmebereitstellung zwischen 14,0 und 17,9 % (vgl. Abb. 3-8) und damit im Vergleich zur Strom- und Kraftstoffbereitstellung sowie zur KWK-Nutzung am niedrigsten. Bei der Nutzung von Energiepflanzen ist KUP mit höheren Nutzungsgraden verbunden als GGP. Die Wärmebereitstellung über die Nutzung von Pellets ist mit den höchsten Werten für den exergetischen Nutzungsgrad und im Falle der feuchten Industrieholznutzung mit den geringsten Werten bei der Nutzung von Rest- und Abfallstoffen verbunden.

Zusammenfassung Exergieanalyse

Vom Standpunkt der exergetisch bewerteten Nutzungsgrade ist die Bereitstellung von Kraftstoffen der 2. Generation und von Biomethan (SNG) der KWK-Nutzung und der Bereitstellung von Strom und Wärme vorzuziehen (vgl. Abb. 3-8).

Bei der Betrachtung der Ergebnisse wird die höhere exergetische Wertigkeit der in den Kraftstoffen gebundenen Energie gegenüber der Wärme erkennbar. Zudem tragen die vergleichsweise hohen Umsetzungsgrade der Biomasse bei der Bereitstellung von SNG und BTL zu dem Ergebnis bei. Trotz der ebenfalls hohen exergetischen Wertigkeit von Strom zeigen sich die Kraftstoffe und die KWK-Nutzung vorteilhafter als die Stromproduktion im Kondensationsbetrieb. Hier tragen vor allem die geringen Wirkungsgrade der Anlagen zur Strombereitstellung zu diesem Ergebnis bei. Die Bereitstellung von Wärme ist im Vergleich

aller Nutzungsoptionen aufgrund der niedrigen exergetischen Wertigkeit der Niedertemperaturwärme (90 °C) mit der geringsten Effizienz verbunden.

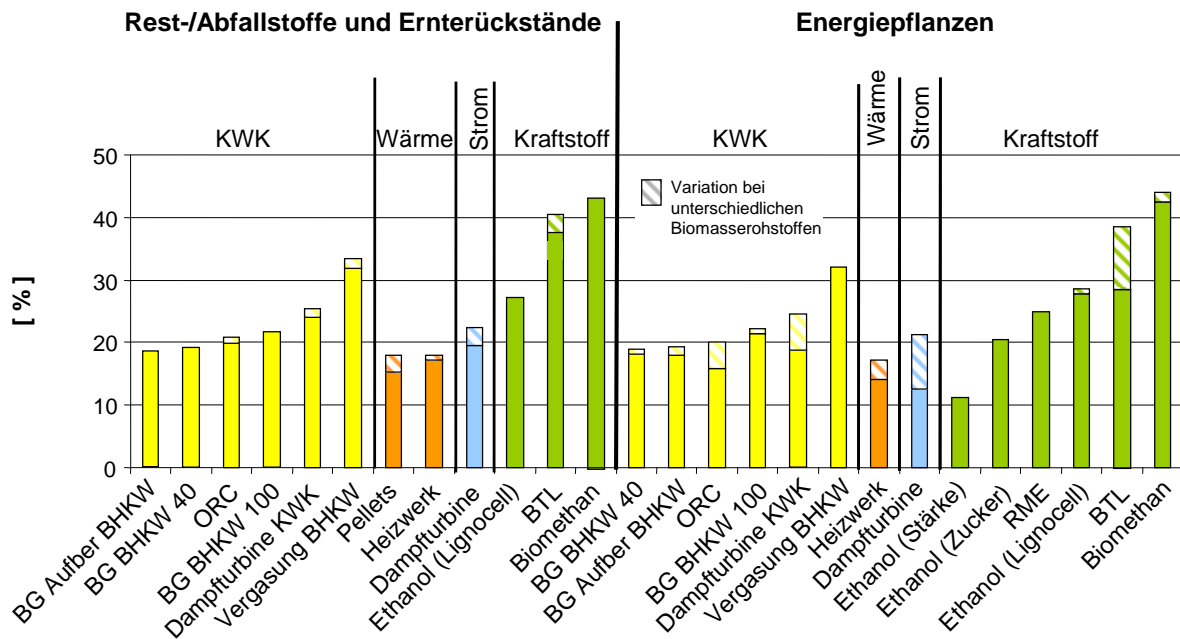


Abb. 3-8: Durchschnittlicher exergetischer Nutzungsgrad der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff

3.1.5 Spezifische Treibhausgas-Emissionen der Bioenergiebereitstellung

Bei den folgenden Erläuterungen beziehen sich die Mengenangaben der Treibhausgasemissionen auf CO₂-Äquivalente aus CH₄, N₂O und CO₂ (vgl. Kapitel 2.4.2).

KWK-Nutzung

Das Spektrum der spezifischen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) erstreckt sich bei der Nutzung von Biomasse in KWK-Anlagen über einen relativ weiten Bereich von 39,4 bis 120,5 g/kWh.

Für die spezifischen Emissionen sind neben den Wirkungsgraden der Technologien vor allem die Energie- und Stoffaufwendungen in Form von Strom, Heizöl und Diesel als Prozessenergie und in Form von Dünger und Pflanzenschutzmittel bei der Pflanzenproduktion maßgeblich. Daher weisen die vergleichsweise pflegeintensiven Energiepflanzen Mais und GGP im Zusammenhang mit den Biogasverfahren und einem durchschnittlichen Wert von rund 115 g/kWh die höchsten Emissionswerte auf. Dabei ist ein deutlicher Unterschied zwischen der dezentralen Nutzung von Biogas auf dem Hof mit hohen Wärmenutzungsgraden (53,5 – 73,1 g/kWh) und der eher zentralen Nutzung von aufbereitetem Biogas zu verzeichnen (103,0 – 120,5 g/kWh). Die zentrale Nutzung weist aufgrund der hohen Aufwendungen in Form von Strom bei der Biogasaufbereitung deutlich höhere spezifische Emissionen auf. Auf ein Niveau von etwa 70 g/kWh sinken die Emissionen bei der Nutzung von halmgutartigen

Energiepflanzen in ORC- und Dampfturbinenanlagen oder in der Biogasanlage mit hohem Wärmenutzungsgrad. Ein Niveau von rund 50 g/kWh wird durch die Nutzung von KUP erzielt. Dass diese hier nur geringfügig höhere Emissionen aufweist als die Nutzung der Rest- und Abfallstoffe ist auf die bei der Bilanzierung berücksichtigten Gutschriften für den Referenzlandbau zurückzuführen.

Auch bei der Nutzung von Reststoffen und Ernterückständen weist die Biogasnutzung die höchsten THG-Emissionen auf, die mit jeweils rund 20 g/kWh deutlich unterhalb der komplementären Technologien der Energiepflanzennutzung liegen. Die Nutzung von Waldhackschnitzeln in Konversionstechnologien für Festbrennstoffe ist mit Emissionen von 53,6 bis 57,5 g/kWh verbunden.

Wärmebereitstellung

Für die Wärmebereitstellung bewegen sich die spezifischen Emissionen zwischen 18,4 und 72,7 g/kWh. Damit bleibt diese Nutzungsoption deutlich unterhalb der Emissionen der KWK-Nutzung und der Strom- und Kraftstoffbereitstellung. Dies ist vor allem auf die hohen Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade der Konversionstechnologie zurückzuführen. Werden pflegeintensive Energiepflanzen (z. B. GGP) genutzt steigen die Werte im Vergleich zu weniger pflegeintensiven (z. B. KUP) um das 2 - 2,5fache an. Dies ist auch bei den Rest- und Abfallstoffen bei der Nutzung von feuchtem Industrierestholz der Fall, bei dem der Einsatz von Heizöl zur Trocknung die Werte gegenüber der Nutzung von trockenem Holz deutlich ansteigen lässt.

Strombereitstellung

Mit Emissionswerten von 100,5 bis 186,4 g/kW ergibt sich eine hohe Spannbreite der Ergebnisse. Geringe Werte werden bei der Nutzung von Reststoffen (z. B. Altholz) und wenig pflegeintensiven Energiepflanzen (z. B. KUP) erreicht. Die Nutzung energie- und pflegeintensiver Energiepflanzen (hier GGP) ist aufgrund der hohen THG-Emissionen, die auf die Nutzung von Dünger und Pflanzenschutzmitteln und dem Verbrauch von Diesel für Produktionsmaschinen zurückzuführen sind, mit bis zu 1,8fach höheren Emissionen verbunden als die Nutzung von KUP oder Reststoffen.

Kraftstoffbereitstellung

Wie bei der Strombereitstellung ergibt sich bei der Bereitstellung von Kraftstoffen für die spezifischen Treibhausgasemissionen eine große Spannbreite. Für die spezifischen Emissionen zeigen sich Werte zwischen 21,5 und 255,8 g/kWh. Im Gegensatz zu den übrigen Vergleichsgrößen fällt hier der Unterschied zwischen der Nutzung von Energiepflanzen (30 - 250 g/kWh) zum einen und Reststoffen bzw. Ernterückständen (25 - 100 g/kWh) zum anderen zugunsten letzterer deutlich größer aus. Hier macht sich der Einfluss der energetischen und stofflichen Aufwendungen bei der Produktion der Energiepflanzen bemerkbar.

Die höchsten Werte zeigen sich bei der Ethanol- und RME-Produktion (133,8 - 255,8 g/kWh). Dies ist zum einen auf die geringen Wirkungsgrade der Konversionsverfahren und zum anderen auf den Bezug von Strom aus dem Netz und Heizöl zur Bereitstellung des Prozessdampfes zurückzuführen. Bei der Bereitstellung von SNG sinken die Werte bereits auf rund 120 g/kWh ab. Aufgrund des hohen Stromverbrauchs für die Gasaufbereitung treten höhere Emissionswerte auf als bei den flüssigen Kraftstoffen der 2. Generation. Die Ethanolproduktion aus Lignocellulose (KUP) und die BTL-Produktion sind mit den geringsten Emissionen verbunden. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die für die Konversion erforderliche Prozessenergie in Form von Strom, prozessintern aus der Biomasse bereitgestellt wird. Dies ist für die Pfade der Produktion und Nutzung von Bio-Methan nicht der Fall. Hier wird der Strom für die CO₂-Abtrennung und die Kompression aus dem Netz entnommen und ist damit mit den durchschnittlichen Emissionen für den Strommix Deutschland beaufschlagt.

Für die Interpretation der Ergebnisse gilt zu beachten, dass bei der BTL-Produktion und der Ethanolproduktion aus Lignocellulose eine prozessinterne Bereitstellung von Energie durch die Nutzung der energiereichen Nebenprodukte berücksichtigt ist. Dies ist auf die Qualität bzw. den geringen Detaillierungsgrad der Datengrundlage für diese Konversionstechnologien zurückzuführen, bei der die Prozessschritte zur Bereitstellung des Hauptproduktes und der Energiegewinnung aus den Reststoffen nicht zu trennen sind (vgl. Kapitel 2.1.2). Daher stellen sich die Ergebnisse der BTL-Bereitstellung und der Bereitstellung von Ethanol aus Lignocellulose aufgrund der geringeren Aufwendungen für Prozessenergie besser dar als die der übrigen Kraftstoffpfade.

Zusammenfassung spezifische THG-Emissionen

In Abb. 3-9 ist zu erkennen, dass die geringsten spezifischen Treibhausgasemissionen von 25 - 50 g/kWh je kWh Endenergieträger mit der Wärmebereitstellung und der KWK-Nutzung für feste Bioenergieträger verbunden sind. Hohe Emissionen zeigen die Stromproduktion, die Biogasnutzung und die Bereitstellung von Kraftstoffen außer BTL.

Die Nutzung von Energiepflanzen ist bei vergleichbaren Konversionstechnologien mit zum Teil deutlich höheren Emissionen verbunden als die Reststoffnutzung. Dabei zeigen sich bei der Wärmebereitstellung, der KWK-Nutzung fester Brennstoffe und der BTL-Produktion vergleichsweise geringe spezifische Emissionen. Für den Bereich der Kraftstoffe ist dabei allerdings zu berücksichtigen, dass bei der BTL-Produktion die notwendige Prozessenergie aus Biomasse bereitgestellt wird und damit die Emissionsbilanz günstiger ausfällt. Die Erzeugung von Biogas, die Stromproduktion und die Kraftstoffbereitstellung sind demgegenüber mit hohen Emissionen verbunden. Die SNG-Nutzung zeigt im Hinblick auf die THG-Emissionen deutliche Mehremissionen gegenüber anderen Bereitstellungsalternativen für die Endenergieträger Kraftstoff, Strom und Wärme.

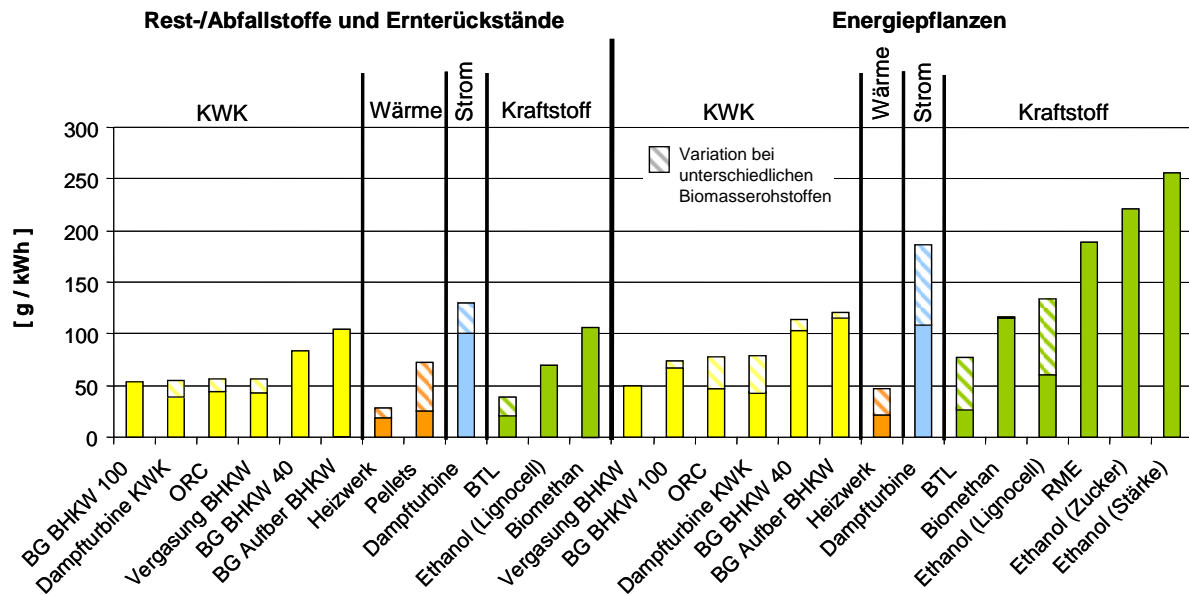


Abb. 3-9: Spezifische Treibhausgasemissionen der untersuchten Prozessketten in CO₂-Äquivalenten (CH₄, N₂O, CO₂) unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff

3.1.6 Spezifisches Treibhausgas-Minderungspotenzial der Biomassenutzung

Im Vergleich zu den hier gewählten fossilen Referenzketten kann aus den Ergebnissen für die spezifischen THG-Emissionen das spezifische THG-Minderungspotenzial abgeleitet werden.

KWK-Nutzung

Die Bandbreite für das Minderungspotenzial der Bereitstellung von Strom und Wärme aus KWK ist mit 187,4 bis 270,5 g/kWh relativ gering. Die höchste Emissionsminderung je kWh Endenergie ist mit den Dampfturbinen und Vergasungstechnologien gefolgt von der ORC-Technologie verbunden. Bei den Biogasoptionen, die im Vergleich dazu ein etwas geringeres spezifisches Minderungspotenzial aufweisen, zeichnet sich die Biogasnutzung am Produktionsort mit 100 %iger Wärmenutzung vor der 40 %igen Wärmenutzung und der zentralen Nutzung von aufbereitetem Biogas mit der höchsten spezifischen Emissionsminderung aus.

Im Hinblick auf die Nutzung unterschiedlicher Energiepflanzen wird deutlich, dass KUP vor GGP und Mais rangiert. Bei den Rest- und Abfallstoffen ist zu erkennen, dass sich die Minderungspotenziale bei der Nutzung der unterschiedlichen Reststoffe bei vergleichbaren Technologien nur geringfügig unterscheiden.

Wärmebereitstellung

Die Bandbreite der Ergebnisse für die Wärmebereitstellung stellt sich mit 180,9 – 268,8 g/kWh vergleichsweise gering dar. Aufgrund der hohen Wirkungsgrade der fossilen Referenztechnologien sind deren Emissionen vergleichsweise gering. Damit ist trotz der

hohen Wirkungsgrade der Biomasseverfahren die Emissionsminderung für die Wärmebereitstellung relativ moderat.

Die Biomassen, die mit energieaufwendigen Produktions- und Bereitstellungsverfahren verbunden sind, wie hier GGP und feuchtes Industrierestholz, zeigen z. T. deutlich geringere Minderungspotenziale als die weniger energieintensiven Rohstoffe.

Die Wärmebereitstellung im Heizwerk stellt sich im Vergleich zu der Pelletnutzung vorteilhafter dar. Dies ist u. a. auf die unterschiedlichen fossilen Referenzen und den damit zusammenhängenden Emissionen verbunden. Im Falle der Pelletkessel ist die Referenz ein Erdgas-Brennwertkessel und für das Biomasseheizwerk ein Erdgasheizwerk, welches höhere spezifische Emissionen aufweist als der Brennwertkessel und damit die Möglichkeit zu einer höheren Emissionsminderung bietet.

Strombereitstellung

Für die Stromproduktion im Kondensationsbetrieb liegen die Ergebnisse für die THG-Minderung bei 658,7 – 744,7 g/kWh. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Wirkungsgrade der fossilen Stromproduktion relativ gering sind und damit hohe Emissionen mit der Stromproduktion verbunden sind. Daher ist bei einer Substitution durch CO₂-neutrale Energieträger die Emissionsminderung je kWh Endenergie relativ hoch.

Mit der Stromproduktion lassen sich im Vergleich zur Bereitstellung anderer Endenergieträger die höchsten spezifischen Minderungspotenziale erzielen. Diese liegen rund 2-3 Mal höher als bei den anderen Nutzungsoptionen. Allerdings muss hier nochmals auf den Einfluss der gewählten Referenztechnologie hingewiesen werden, die hier mit einer Steinkohlefeuerung im Gegensatz zu der Erdgasnutzung bei den anderen Bereitstellungspfaden (Wärme, KWK und gasförmige Kraftstoffe) höhere spezifische Emissionen aufweist.

Kraftstoffbereitstellung

Für die Kraftstoffbereitstellung ergibt sich eine Bandbreite von 118,0 – 332,4 g/kWh. Während bei den anderen Nutzungsoptionen die Wirkungsgrade zwischen fossiler Referenz und der Biomasse-Technologie vergleichbar sind, ist dies bei der Kraftstoffbereitstellung nicht der Fall. Die Biomasse muss unter relativ hohen Verlusten erst in flüssige bzw. gasförmige Kraftstoffe umgewandelt werden. Derartig hohe Verluste treten bei der Bereitstellung fossiler Kraftstoffe nicht auf. Daher sinken die Werte für das Minderungspotenzial auf Basis der Biomasse teilweise deutlich unter 50 g/kWh ab, wie dies für RME und Ethanol der Fall ist.

Gesamtpotenzial der THG-Minderung

Analog zu Kapitel 3.1.3 wird hier das Flächen- und Biomassepotenzial in Deutschland (vgl. Kapitel 1.2) mit den spezifischen Minderungswerten für die Endenergieträger verrechnet. So kann auf die Gesamt-minderung durch die Nutzung von Biomasse geschlossen werden.

Mit dem Einsatz der vorhandenen Biomassepotenziale zur Wärmebereitstellung können rund zwei Mal mehr Emissionen eingespart werden als wenn die Potenziale in Nutzungspfaden zur Bereitstellung von Kraftstoff eingesetzt würden und 1,3 bis 1,4 Mal mehr als bei der Strom- oder Kraftstoffbereitstellung. Trotz der hohen Ergebnisse für die spezifische Emissionsminderung bei der Strombereitstellung ist aufgrund der geringen Wirkungsgrade das Potenzial bezogen auf den Biomasseeinsatz vergleichsweise gering.

Demzufolge ist es vor dem Hintergrund einer maximalen Emissionsminderung anzustreben, die Biomasse in Nutzungspfade zur Wärmebereitstellung und eher nicht in Pfade der Kraftstoffproduktion zu führen. Die Emissionsminderung die mit einer Nutzung der Biomassepotenziale zur Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoff verbunden ist zeigt Tabelle 3-3.

Tabelle 3-3: Gesamt-Emissionsminderungspotenzial der unterschiedlichen energetischen Nutzungsvarianten von Biomasse auf Basis der heimischen Biomassepotenziale bei 2,0 und 4,0 Mio. ha Anbaufläche für Energiepflanzen

| Emissionsminderungspotenzial gesamt [Mio t/a] bei der Konzentration auf: | Anbaufläche für Energiepflanzen | |
|---|---------------------------------|-------------|
| | 2,0 Mio. ha | 4,0 Mio. ha |
| Wärme (100% Wärmenutzung bei BG) | 49 | 57 |
| Wärme (40% Wärmenutzung bei BG) | 44 | 50 |
| Strom (100% Wärmenutzung bei BG) | 37 | 38 |
| Strom (40% Wärmenutzung bei BG) | 32 | 37 |
| Kraftstoff (Mais + Getreide zu Biomethan) | 28 | 33 |
| Kraftstoff (Mais + Getreide zu EOH) | 18 | 22 |
| KWK (100% Wärmenutzung bei BG) | 38 | 45 |
| KWK (40% Wärmenutzung bei BG) | 33 | 38 |

BG = Biogas; EOH = Ethanol

Eine theoretische Minderung der Treibhausgasemissionen von etwa 44 - 49 Mio. t/a bei einer Anbaufläche für Energiepflanzen von 2,0 Mio. ha bzw. 50 - 57 Mio. t/a bei einer Anbaufläche für Energiepflanzen 4,0 Mio. ha ist durch eine Nutzung der Biomassepotenziale bei einer Konzentration auf die Wärmebereitstellung möglich. Sowohl bei einer Konzentration auf die Stromproduktion im Kondensationsbetrieb als auch auf die Nutzung von Biomasse in KWK-Anlagen werden deutlich geringere Minderungspotenziale erreicht als bei der Wärmebereitstellung. Mit 18 - 28 (2 Mio. ha) bzw. 22 - 33 (4 Mio. ha) Mio. t/a liegen die Minderungspotenziale für THG-Emissionen bei einer verstärkten Kraftstoffbereitstellung nochmals deutlich niedriger als bei einer verstärkten Strombereitstellung oder Nutzung in KWK-Anlagen.

Laut /BMU 2007/ wurden im Jahr 2006 bereits rund 620 PJ an Biomasse und damit rund 50 % des gesamten Potenzials in allen Bereichen der Energiebereitstellung genutzt und dadurch rund 37 Mio. t CO₂-Reduktion erreicht. Werden die darüber hinaus freien Potenziale (rund 600 PJ/a) in Zukunft genutzt, so können nochmals etwa 37 Mio. t also insgesamt etwa

74 Mio t eingespart werden. Diese zusätzliche Einsparung entspricht etwa 4,5 % der gesamten jährlichen CO₂-Emissionen in Deutschland (878 Mio. t im Jahr 2006) und 5,5 % der durch die Energiebereitstellung und -nutzung verursachten CO₂-Emissionen. Werden die hier erarbeiteten Ergebnisse mit den Angaben von /BMU 2007/ verglichen, so ist zu erkennen, dass das Minderungspotenzial hier deutlich geringer eingestuft wird. Dies ist zum einen auf die hier gewählte fossile Referenz und zum anderen auf die zugrunde liegende Annahme bezüglich der zur Verfügung stehenden Anbaufläche zurück zu führen. Die hier erzielten Ergebnisse können somit als eher konservativ eingestuft werden.

Zusammenfassung Emissionsminderung

Für die spezifische Emissionsminderung je kWh Endenergie gilt, dass mit dem Einsatz von Biomasse zur Bereitstellung von Kraftstoff und Wärme und der KWK-Nutzung lediglich rund 14,3 bis 43,8 % der Emissionsminderung bei der Stromproduktion erreicht werden können (vgl. Abb. 3-10). Sowohl die derzeitige Nutzung von RME und eine zukünftig zu erwartende verstärkte Nutzung von Ethanol aus Stärke als auch die Nutzung von aufbereitetem Biogas (KWK und Kraftstoff), weisen die geringsten spezifischen Minderungspotenziale aller untersuchten Nutzungspfade auf. Auf einem Niveau von 220 bis 280 g/kWh bewegen sich die übrigen KWK-Nutzungsoptionen und die Wärmebereitstellung. Die hohen Werte der BTL- und Ethanolproduktion aus Lignocellulose lassen sich auf die prozessinterne Nutzung von Reststoffen zur Bereitstellung der Prozessenergie erklären. Dieser Unterschied zu den übrigen Kraftstoffpfaden in denen Nebenprodukte nicht berücksichtigt werden, muss bei der Interpretation der Ergebnisse Berücksichtigung finden (vgl. Kapitel 3.2).

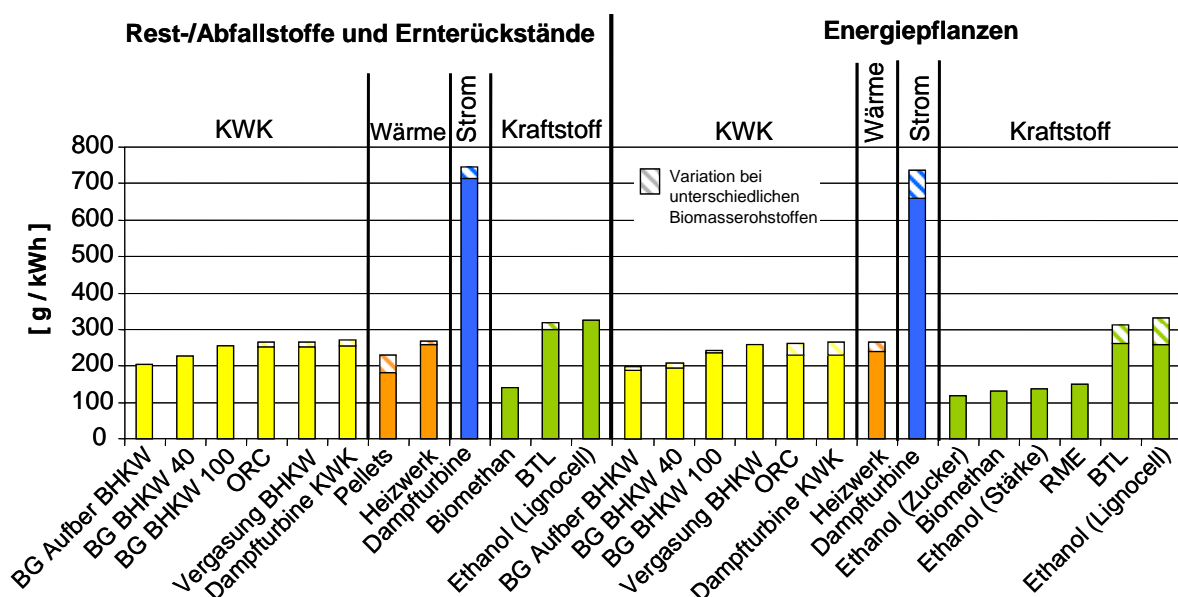


Abb. 3-10: Durchschnittliches spezifisches Treibhausgasemissionsminderungspotenzial der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoff

Daraus lässt sich schlussfolgern, dass bei einer effizienten Flächennutzung mit dem Ziel der Minderung von Treibhausgasemissionen der Anbau und die Nutzung von Getreide und Raps für die Konversion in flüssige Kraftstoffe nicht zielführend sind. Wird auf Basis der hier verwendeten Biomassepotenziale für Festbrennstoffe und Biogassubstrate in Deutschland (vgl. Kapitel 1.2) das Gesamtminderungspotenzial für die Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen und die KWK-Nutzung abgeschätzt, so ergibt sich ein ähnliches Bild.

3.1.7 Gestehungskosten bei der Endenergiebereitstellung aus Biomasse

Die Ergebnisse der Berechnungen und die zugrunde gelegten Investitionskosten und die kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten sind in Tabelle A-30 im Anhang, die Brennstoffkosten für Biomasse in Tabelle A-28 im Anhang zusammengestellt. Die Kostenangaben beziehen sich auf das Jahr 2006 und enthalten keine Umsatzsteuer. Den Berechnungen ist ein Zinssatz von 4,5 % und eine Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahren zugrunde gelegt (vgl. dazu Kapitel 2.3).

KWK-Nutzung

Beim Vergleich der Technologien ergeben sich die höchsten Gestehungskosten für Strom und Wärme aus KWK bei der Nutzung von Biogas aus Energiepflanzen (Mais und GGP). Die Kosten betragen in diesem Fall rund 17,8 bis 18,5 EURct/kWh bei einer 40 %igen Wärmenutzung, 16,1 bis 16,6 EURct/kWh bei der Nutzung von aufbereitetem Biogas (SNG) in einem zentralen BHKW und 12,9 bis 13,3 EURct/kWh bei einer 100 %igen Wärmenutzung (vgl. Abb. 3-12). Bei der Verwendung von Reststoffen (Gülle) zeigen sich deutlich niedrigere Gestehungskosten von rund 6,9 (aufbereitetes Biogas), 4,3 (40 % Wärmenutzung) und 3,6 EURct/kWh (100 % Wärmenutzung).

Bei der Betrachtung der Technologien für Festbrennstoffe weisen die konventionelle Dampfkraftanlage sowie die ORC-Anlage die geringsten und die Nutzung von Produktgas aus der Vergasung in einem Gas-BHKW die höchsten Kosten auf. Diese liegen bei der Nutzung von Energiepflanzen als Brennstoff bei 7,8 - 8,3 EURct/kWh (Dampfturbine, ORC) und 10,9 EURct/kWh (Vergasung). Bei der Nutzung von Reststoffen zeigen sich bei diesen Technologien große Unterschiede zwischen der Nutzung des vergleichsweise günstigen Rohstoffs Altholz, mit Gestehungskosten von rund 4 EURct/kWh für alle Technologien sowie der Nutzung von Waldhackgut, mit Gestehungskosten von rund 7,8 EURct/kWh (Dampfturbine, ORC) und 9,4 EURct/kWh (Vergasung).

Wärmebereitstellung

Bei der Pelletnutzung ergeben sich mit rund 12,1 EURct/kWh die höchsten Gestehungskosten aller untersuchten Bereitstellungstechnologien für Wärme (vgl. Abb. 3-12). Die Wärmebereitstellung kann im Vergleich dazu in Heizwerkanlagen mit deutlich geringeren

spezifischen Kosten realisiert werden, die bei der Nutzung von Altholz bei etwa 3,6 EURct/kWh und bei der Nutzung von Holz aus KUP bei 9,0 EURct/kWh liegen.

Strombereitstellung

Da hier lediglich eine Technologie für die Strombereitstellung betrachtet wird, ist der Unterschied zwischen den Gestehungskosten hauptsächlich auf die Brennstoffkosten zurückzuführen. Im Falle der Reststoffnutzung ergeben sich Gestehungskosten von 6,4 (Altholz), 12,9 (Stroh) und 17,1 (Waldhackgut) EURct/kWh. Werden Energiepflanzen wie GGP und Holz aus KUP genutzt, so zeigen sich deutlich höhere Kosten von 17,0 und 20,0 EURct/kWh (vgl. Abb. 3-12).

Kraftstoffbereitstellung

Bei der Betrachtung der Kraftstoffbereitstellung sei an dieser Stelle nochmals auf die vergleichsweise unsichere Datengrundlage im Hinblick auf die Technologien zur Produktion von BTL-Kraftstoff und Bioethanol aus Lignocellulose hingewiesen. Die Ergebnisse für die Technologien sollten daher vorsichtig interpretiert und bewertet werden. Sie dienen hier lediglich als Richtwerte.

Die höchsten Gestehungskosten treten bei der Nutzung von Energiepflanzen zur Bereitstellung von BTL-Kraftstoff (13,4 – 15,6 EURct/kWh), Ethanol aus Lignocellulose (12,2 - 14,2 EURct/kWh) und Biomethan (13,8 – 14,0 EURct/kWh) auf (vgl. Abb. 3-12). Deutlich geringere Gestehungskosten weisen die Biokraftstoffe der 1. Generation wie RME und Ethanol aus zucker- und stärkehaltigen Rohstoffen, welche derzeit aus Energiepflanzen wie Raps, Zuckerrübe und Getreidekorn produziert werden, auf. Diese liegen bei rund 8,7 (RME aus Raps), 9,4 (Ethanol aus Zuckerrübe) und 10,6 EURct/kWh (Ethanol aus Getreidekorn). Werden dagegen Reststoffe zur Produktion von Biomethan und Biokraftstoffen der 2. Generation genutzt, so resultieren deutlich geringere Gestehungskosten als bei der Energiepflanzennutzung. Biomethan aus Gülle weist Kosten von 8,6 und Bioethanol aus Lignocellulose (Stroh) weist Kosten von 9,4 EURct/kWh auf. Im Falle der BTL-Produktion aus Reststoffen wurden für den Einsatz von Altholz, als vergleichsweise günstiger Rohstoff, Gestehungskosten von 5,4 EURct/kWh und für den Einsatz von Hackgut aus Waldrestholz Kosten von 13,5 EURct/kWh errechnet.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Produktion von Biokraftstoffen der 2. Generation (BTL und Ethanol aus Lignocellulose) und gasförmiger Kraftstoffe (Biomethan) lediglich bei der Nutzung von Reststoffen konkurrenzfähig zu der Nutzung von Energiepflanzen zur Produktion von Biokraftstoffen der 1. Generation (RME und Ethanol aus Zucker und Stärke) darstellt.

Zusammenfassung Gestehungskosten

Im Vergleich zu den Gestehungskosten der fossilen Referenzsysteme (vgl. Tabelle A-29 im Anhang) wird deutlich, dass die Biomassennutzung z. T. deutlich höhere Gestehungskosten

aufweist (vgl. Abb. 3-11). Lediglich bei der Wärmebereitstellung stellt sich die Nutzung von Biomasse bereits als eine wirtschaftliche Alternative zur Nutzung von z. B. Erdgas dar. Diese Tatsache wird durch die stetig zunehmende Zahl an Pelletkesseln und Hackschnitzelheiz(kraft)werken in der Praxis bestätigt.

Für die Stromproduktion im Kondensationsbetrieb gilt, dass die Stromproduktion lediglich bei der Nutzung von günstigen Reststoffen wie z. B. Altholz annähernd konkurrenzfähig zur hier untersuchten konventionellen Stromproduktion aus Steinkohle ist. Werden Energiepflanzen genutzt, steigen die Gesteungskosten in etwa auf das 3-4fache der Kosten der fossilen Referenz.

Für die Produktion von RME, als den derzeit am häufigsten genutzten regenerativen Kraftstoff in Deutschland, liegen die Gesteungskosten noch mehr als doppelt so hoch wie für konventionellen Diesel. Auch bei der Produktion des Benzinsubstituts Bioethanol liegen die Kosten um den Faktor zwei höher als bei der fossilen Referenz. Für die Nutzung von Biomethan zeigt sich, dass selbst bei der Nutzung des günstigen Reststoffes Gülle, die Gesteungskosten rund drei Mal so hoch sind wie für die Bereitstellung von gasförmigem Kraftstoff aus Erdgas.

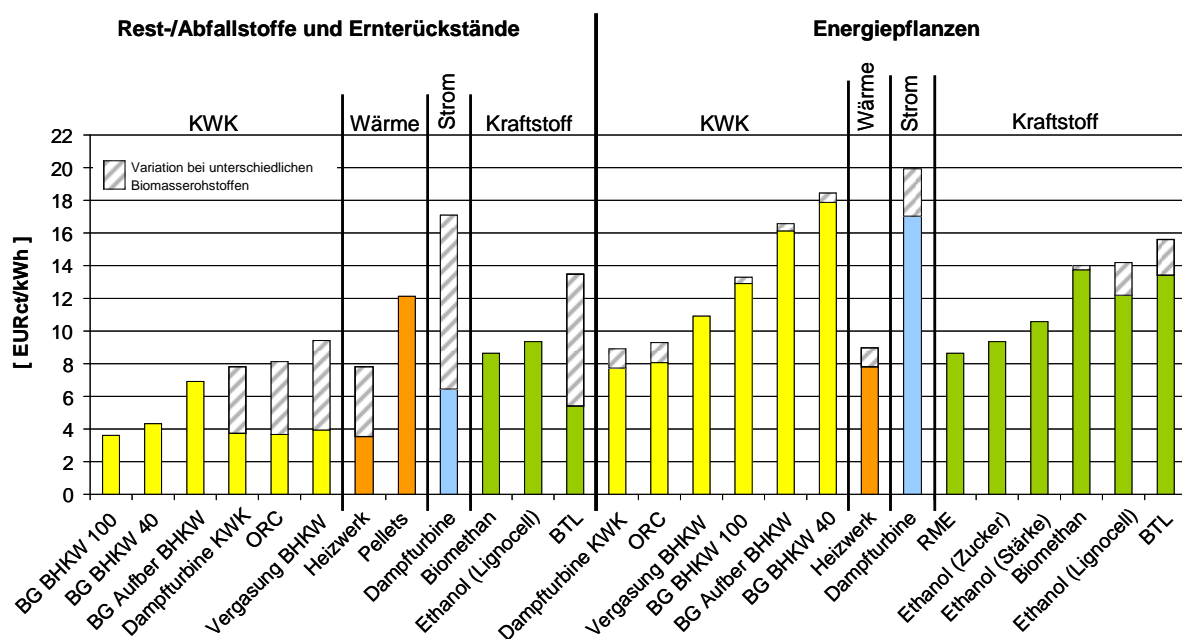


Abb. 3-11: Gesteungskosten der untersuchten Prozessketten unterteilt nach den Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoffe

An dieser Stelle wird auf die ausführliche Diskussion der Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen in /Leible et al. 2007/ hingewiesen.

3.1.8 Spezifische Treibhausgas-Minderungskosten der Nutzungsoptionen

Die Treibhausgas-Minderungskosten wurden hier auf Basis der Gesteungskosten nach Formel 2-9 in Kapitel 2.4.1 errechnet. Danach können in zwei Fällen auch negative Werte für

die Minderungskosten auftreten, nämlich wenn entweder die Kosten der Biomassenutzung geringer oder die Emissionen der Biomassenutzung höher sind als die der fossilen Referenz.

KWK-Nutzung

Mit den hier errechneten spezifischen Gestehungskosten und spezifischen THG-Emissionen ergibt sich für die spezifischen THG-Minderungskosten der Nutzung von Biomasse in KWK-Anlagen folgendes Bild (vgl. Abb. 3-12). Es treten lediglich positive Werte auf. Die Bandbreite reicht von 7 bis 941 EUR/t eingesparter Treibhausgase.

Dabei ist zu erkennen, dass bei der Energiepflanzennutzung zur Produktion von Biogas mit 921 bis 941 EUR/t bei 40 %iger Wärmenutzung, 883 bis 892 EUR/t bei der zentralen Nutzung von aufbereitetem Biogas und 496 bis 513 EUR/t bei 100%iger Wärmenutzung die höchsten Minderungskosten auftreten. Deutlich geringer sind dagegen die Minderungskosten bei den Technologien für Festbrennstoffe mit 341 EUR/t bei der Vergasungstechnologie, 238 bis 274 EUR/t bei der ORC-Anlage und 219 bis 247 EUR/t bei der Dampfkraftanlage. Im Falle der Reststoffnutzung treten bei der Nutzung von günstigen Brennstoffen wie Gülle und Altholz deutlich geringere Minderungskosten auf. Mit 9 (ORC), 12 (Dampfkraft) und 21 EUR/t (Vergasung) ist die Altholznutzung mit sehr geringen Minderungskosten verbunden. Wird dagegen Stroh oder Waldhackgut genutzt, steigen die Kosten auf 173 bis 232 EUR/t (ORC), 126 bis 212 EUR/t (DT) und 181 bis 296 EUR/t (Vergasung). Die Gülle- und Altholznutzung weist Minderungskosten von 7 (100% Wärmenutzung), 45 (40% Wärmenutzung) und 217 EUR/t (dezentrale Nutzung) auf.

Wärmebereitstellung

Für die Bereitstellung von Wärme treten im Falle der Nutzung von Altholz in einem Heizwerk auch negative Minderungskosten von -82 EUR/t auf. Dies ist auf die geringeren Gestehungskosten gegenüber der fossilen Referenz (Erdgas-Heizwerk) zurückzuführen. Bei der Nutzung von Stroh und Waldhackgut steigen diese auf 14 bzw. 80 EUR/t und bei der Nutzung von Energiepflanzen auf 85 (GGP) bzw. 121 EUR/t (KUP). Bei der Nutzung von Holzpellets zeigen sich Minderungskosten von 18 bzw. 23 EUR/t.

Strombereitstellung

Im Gegensatz zur Wärmebereitstellung treten bei der Stromproduktion keine negativen Minderungskosten auf (vgl. Abb. 3-12). Das Spektrum reicht von 26 bis 211 EUR/t.

Die Nutzung des Abfallstoffes Altholz stellt sich mit 26 EUR/t vor der Strohnutzung mit 114 EUR/t und der Nutzung von Waldrestholz mit 168 - 177 EUR/t als kostengünstigste Option zur Emissionsminderung dar. Zwischen den beiden unterschiedlichen Bereitstellungsverfahren für Waldhackgut (teil- oder vollmechanisiert) ergibt sich kein signifikanter Unterschied. Die Nutzung der Energiepflanzen GGP und Holz aus KUP weist Minderungskosten von 196 bzw. 211 EUR/t auf.

Kraftstoffbereitstellung

Die Bereitstellung von Biomethan zeigt sowohl bei der Nutzung der Energiepflanzen Getreide und Mais (828 bzw. 848 EUR/t) als auch bei der Nutzung des Reststoffs Gülle (400 EUR/t) die höchsten Minderungskosten zur Kraftstoffbereitstellung (vgl. Abb. 3-12). Die Nutzung von flüssigen Biokraftstoffen der 1. und 2. Generation dagegen weist deutlich geringere Minderungskosten auf.

Werden Energiepflanzen als Rohstoff genutzt, zeigt die Bereitstellung von BTL und RME Minderungskosten von 379 - 389 EUR/t und 347 EUR/t. Die Bereitstellung von Bioethanol weist im Falle der Nutzung von zucker- und stärkehaltigen Rohstoffen Kosten von 305 bis 335 EUR/t und im Falle der Nutzung von lignocellulosehaltigen Rohstoffen 288 (KUP) bis 466 EUR/t (GGP) auf. Bei der Reststoffnutzung ergeben sich für die Produktion von Ethanol aus Stroh Kosten von 147 EUR/t. Die Produktion von BTL ist im Falle der Nutzung von Altholz mit Kosten von 60 EUR/t, bei der Nutzung von Stroh mit 216 EUR/t und bei der Nutzung von Waldrestholz mit 317 - 333 EUR/t verbunden.

Zusammenfassung Minderungskosten

Die durchschnittlichen Minderungskosten sind für die Wärme- und die Strombereitstellung am geringsten (vgl. Abb. 3.12). Die Minderungskosten für die Nutzung von Biomasse in KWK-Anlagen sowie zur Bereitstellung von Kraftstoff liegen im Durchschnitt höher als die der reinen Wärme- und Stromtechnologien.

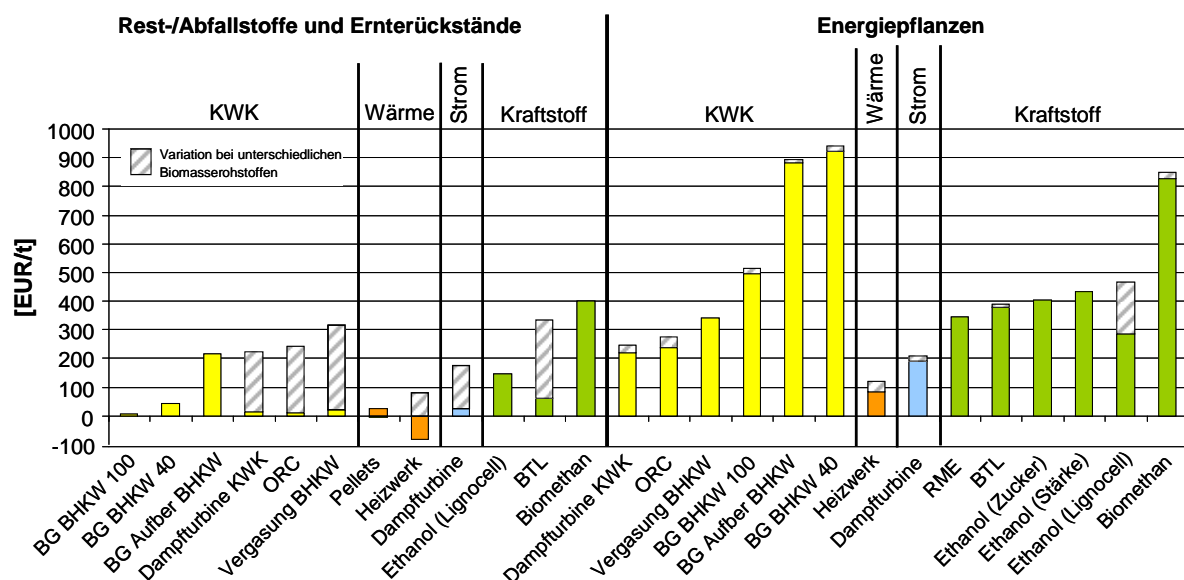


Abb. 3-12: Minderungskosten für Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente) der untersuchten Prozessketten unterteilt nach Konversionsverfahren und den Bereichen KWK, Wärme, Strom und Kraftstoffe

Die Nutzung von Energiepflanzen zur Biogasproduktion zum Zwecke der Nutzung in BHKWs oder als Kraftstoff zeigen besonders hohe Minderungskosten. Dagegen ist die

Nutzung von günstigen Reststoffen wie Gülle oder Altholz mit vergleichsweise geringen Minderungskosten verbunden.

Als Resultat aus geringen spezifischen Emissionen und geringen Gesteungskosten erweist sich die Reststoffnutzung als besonders vorteilhaft im Hinblick auf eine günstige Minderung der THG-Emissionen. Werden Energiepflanzen genutzt so sollten diese eher in Wärme oder Strom umgewandelt werden als in KWK-Anlagen oder zur Bereitstellung von Kraftstoffen genutzt zu werden.

3.2 Berücksichtigung von Nebenprodukten und Rückständen bei der Biokraftstoffherzeugung

Bisher wurden anfallende Nebenprodukte und Rückstände, wie sie insbesondere bei den Prozessketten der Kraftstoffe der 1. Generation anfallen, nicht in die Bilanzen einbezogen. Im folgenden Kapitel wird daher der Einfluss von Nebenprodukten und Rückständen einzelner Nutzungspfade auf das Bilanzierungsergebnis einiger Vergleichsgrößen dargestellt und erläutert. Die Verwendungsmöglichkeiten der Nebenprodukte und Rückstände wie z. B. Glycerin, Extraktionsschrot oder Getreideschlempe sind so vielseitig, dass sie als Brennstoff, Futtermittel, Rohstoff zur Biogasproduktion oder Düngersubstitut eingesetzt werden können. Die hier getroffene Auswahl an Nebenprodukten und Reststoffen umfasst Stroh (für die Wärmebereitstellung), Getreideschlempe, Extraktionsschrot und Glycerin. Damit beschränkt sich die Betrachtung auf die Prozessketten für Kraftstoffe der ersten Generation (RME und Ethanol aus Zucker und Stärke). Gerade diese Nutzungspfade weisen im direkten Vergleich mit anderen Nutzungsoptionen relativ geringe Gesamtnutzungsgrade, THG-Minderungspotenziale und Substitutionspotenziale für fossile Energieträger auf (vgl. Kapitel 3.1). Die zusätzliche Berücksichtigung von Nebenprodukten lässt also eine Verbesserung der Gesamtergebnisse erwarten. Dabei wird hier lediglich eine Auswahl an Vergleichsgrößen analysiert und diskutiert.

Um dabei methodisch einheitlich vorzugehen wird hier ausschließlich eine energetische Nutzung der Nebenprodukte und keine stoffliche Nutzung berücksichtigt. Glycerin, Extraktionsschrot und der Reststoff DDGS (Distillers Dried Grain with Solubles), der bei der Ethanolproduktion anfällt, werden zur Biogasproduktion mit anschließender Verstromung in einem BHKW genutzt. Für die Nutzung des Rapsstrohs, welches sonst auf dem Feld verbleibt, wird die Wärmebereitstellung in einem Heizwerk berücksichtigt. Die Aufwendungen für die Bereitstellung des Rapsstrohs sind im Anhang in Tabelle A-12 zusammengefasst.

Bei den hier dargestellten Ergebnissen wird eine zusätzliche Variante der Bilanzierung der Rapsproduktion und -nutzung berücksichtigt, bei der nicht nur das Rapskorn sondern die ganze Rapspflanze, also inkl. des Rapsstrohs, als Bezugsgröße für die Bilanzierung dient.

Energieeffizienz

In Abb. 3-13 wird deutlich, dass bei einer Nutzung von DDGS zur Bereitstellung von Wärme und Strom der Energiegewinn im Vergleich zu den Ergebnissen des Kapitels 3.1.1 von 11,2 % auf 24,3 % steigt. Gleiches gilt auch für die Nutzung von Rapsstroh, Glycerin und Extraktionsschrot. Hier erhöht sich die Effizienz von 24,8 auf 39,8 %.

Im Hinblick auf die Variation des Bilanzierungsrahmens wird deutlich, dass bei der Bilanzierung der Raps-Ganzpflanze eine deutliche Erhöhung der Effizienz von 13,3 auf 49,7 % resultiert, wenn das Stroh nicht auf dem Feld verbleibt sondern zur Erzeugung von Wärme genutzt wird.

Die geringere Effizienz in Bezug auf das Hauptprodukt RME bei der Betrachtung der Ganzpflanze im Vergleich zur alleinigen Bilanzierung des Rapskorns ist auf den „Verlust“ des Strohs während des Ernteprozesses zurückzuführen. Da im Vergleich zu der ausschließlichen Bilanzierung des Rapskorns eine größere Energiemenge am Beginn der Prozessketten (Energiemenge aus Korn und Stroh) bilanziert wird, der Ertrag an RME in beiden Fällen allerdings gleich ist, reduziert sich die Energieeffizienz von 24,8 auf 11,2 %.

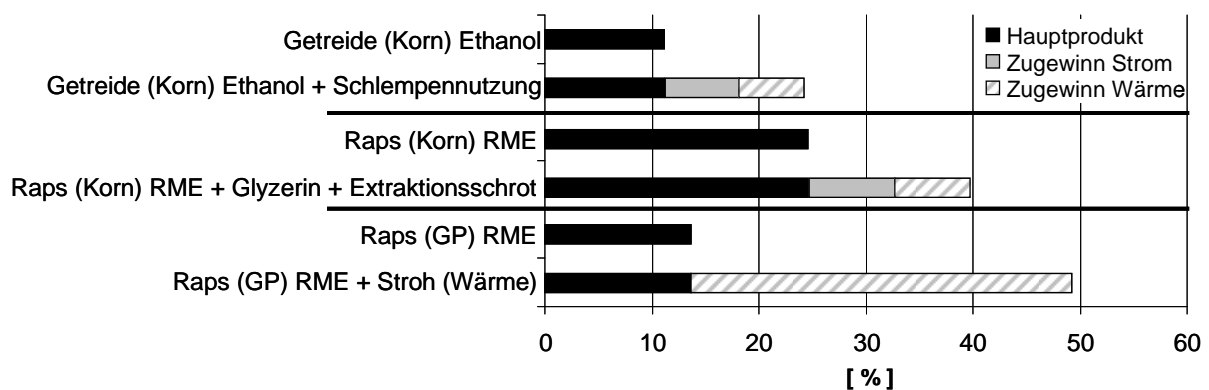


Abb. 3-13: Einfluss der Berücksichtigung von Nebenprodukten (Schlempe, Extraktionsschrot, Glycerin und Stroh) auf die Bilanz der Gesamteffizienz

CO₂-Äquivalentemissionen

In Abb. 3-14 wird der Einfluss der Nebenprodukte auf die spezifischen CO₂-Emissionen dargestellt. Wie bei der Effizienz ist die Berücksichtigung der Nebenprodukte und Rückstände mit einer deutlichen Minderung der Emissionen verbunden. Im Fall der Ethanolproduktion aus Getreide reduzieren sich die spezifischen Emissionen von 255,8 ohne eine Schlempe

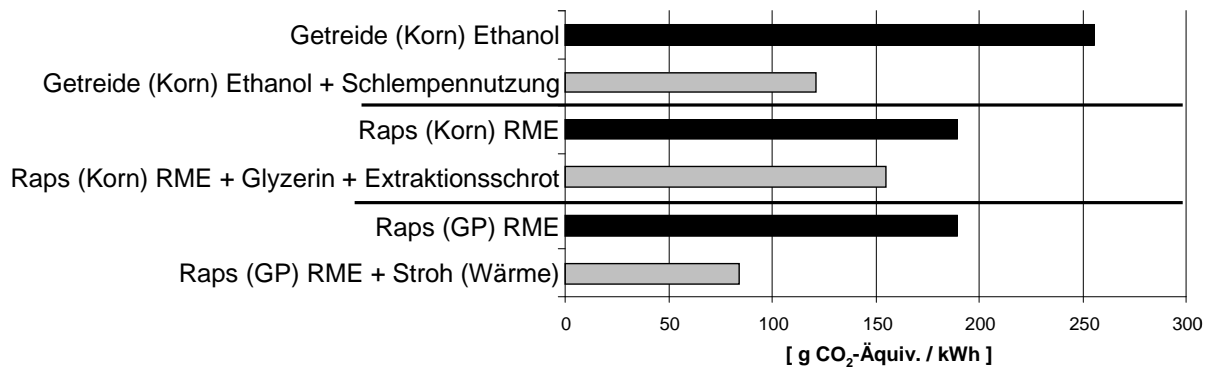


Abb. 3-14: Einfluss der Berücksichtigung von Nebenprodukten (Schlempe, Extraktionsschrot, Glycerin und Stroh zur Wärmeabgewinnung) auf die spezifischen CO₂-Äquivalent-Emissionen

Flächenenergieertrag

In Abb. 3-15 wird deutlich, dass die Berücksichtigung der Nebenprodukte auch auf den Flächenenergieertrag einen positiven Einfluss hat. Die Schlempe

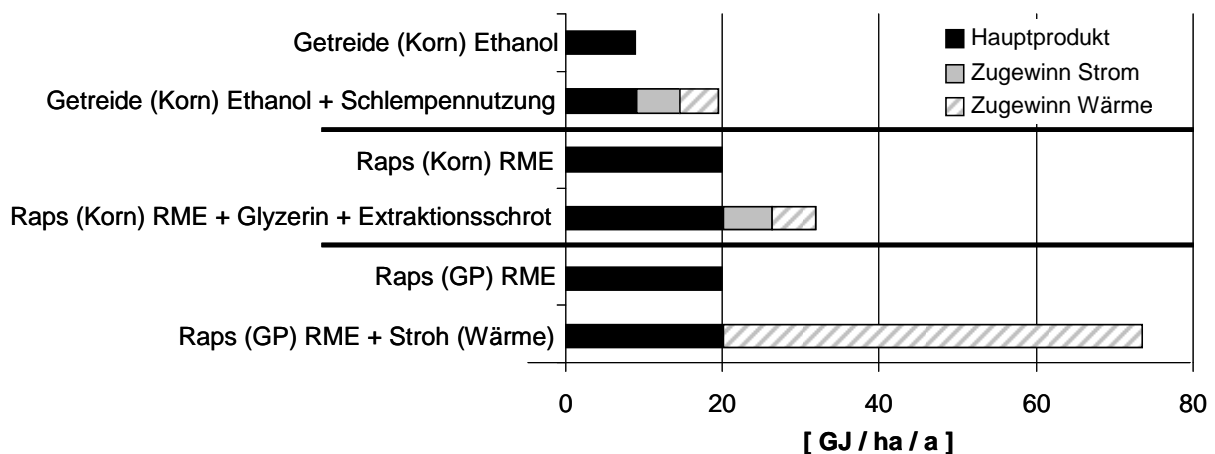


Abb. 3-15: Einfluss der Berücksichtigung von Nebenprodukten (Schlempe, Extraktionsschrot, Glycerin und Stroh zur Wärmeabgewinnung) auf den Flächenenergieertrag

Zusammenfassung Nebenprodukte

Die Berücksichtigung von Nebenprodukten und Rückständen bei der Kraftstoffbereitstellung kann einen erheblichen Einfluss auf die Bilanzierungsergebnisse haben. Eine möglichst vollständige Nutzung der Nebenprodukte sollte also in jedem Fall angestrebt werden. Allerdings hängt das hier dargestellte Verbesserungspotenzial stark von der Wirtschaftlichkeit

der Nutzung der Nebenprodukte ab. Am Beispiel des Glycerins ist zu erkennen, dass bei einer zunehmenden Produktion der Markt mit sinkenden Preisen reagiert und damit der Erlös für das Nebenprodukt Glycerin geringer wird und ggf. die Vermarktung nicht mehr wirtschaftlich ist. Die Umsetzung der hier aufgezeigten Potenziale ist also stark abhängig von den in der Praxis herrschenden Randbedingungen. Nichts desto weniger ist der Einfluss der Nebenprodukte auf die Bilanzierungsergebnisse in manchen Fällen immens. Bei der Bewertung der Kraftstoffpfade sollte dieser Tatsache Rechnung getragen werden.

Im Hinblick auf unterschiedliche Bilanzierungsrahmen (Bilanzierung von Korn oder Ganzpflanze) zeigen sich ebenfalls z. T. erhebliche Unterschiede in den Ergebnissen. Für die Interpretation von Bilanzierungsergebnissen und den Vergleich unterschiedlicher Studien ist eine möglichst genaue Information über den Bilanzierungsrahmen wichtig.

3.3 Sensitivitätsanalysen

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse von Sensitivitätsanalysen für ausgewählte Parameter aus den Prozesskettenabschnitten Produktion, Bereitstellung und Konversion am Beispiel zweier Prozessketten vorgestellt und diskutiert. Für die Sensitivitätsanalysen wurden die vier Parameter Biomasseertrag, Einsatz von Dünger- und Pflanzenschutzmittel, Transportentfernung und Wirkungsgrad der Konversionsanlage für die Prozesskette der Wärmebereitstellung aus KUP und GGP variiert. Die Variation erfolgte dabei durch eine prozentuale Erhöhung bzw. Verminderung der Parameter ausgehend von den Basisbilanzen aus Kapitel 3.1.

Produktion (Flächenertrag und Dünger- bzw. Pflanzenschutzmitteleinsatz)

Für die Variation der Parameter Biomasseertrag je Anbaufläche und Dünger- bzw. Pflanzenschutzmitteleinsatz je Anbaufläche wurde eine prozentuale Steigerung bzw. Senkung um 10 bzw. 20 % untersucht (vgl. Abb. 3-16 und Abb. 3-17). Der Biomasseertrag wurde am Beispiel von KUP, der Einsatz von Dünger und Pflanzenschutzmittel am Beispiel von GGP untersucht.

Dabei reagieren für den Parameter Biomasseertrag insbesondere die Vergleichsgrößen Flächenenergieertrag, Flächenverbrauch und die spezifischen Treibhausgasemissionen. Dagegen verändern sich die übrigen Vergleichsgrößen nur kaum. Der Flächenenergieertrag und -verbrauch hängen direkt mit dem Biomasseertrag zusammen. Daher ist deren nahezu lineare Veränderung erwartungsgemäß. Die spezifischen THG-Emissionen verändern sich im Vergleich dazu weniger stark. Der spezifische Maschinen- und Kraftstoffaufwand je Energieeinheit und damit auch die damit verbundenen Emissionen vermindern sich bei höheren Biomasseerträgen je Anbaufläche. Die Verminderung nimmt allerdings bei zunehmenden Biomasseerträgen ab.

Aus den Ergebnissen kann geschlussfolgert werden, dass der Biomasseertrag über die direkt mit diesem verbundenen Vergleichsgrößen hinaus keinen bedeutenden Einfluss auf andere

Größen wie z. B. die Effizienz hat. Allerdings ist mit der Steigerung des Biomasseertrages direkt eine effizientere Nutzung des beschränkten Flächenpotenzials verbunden.

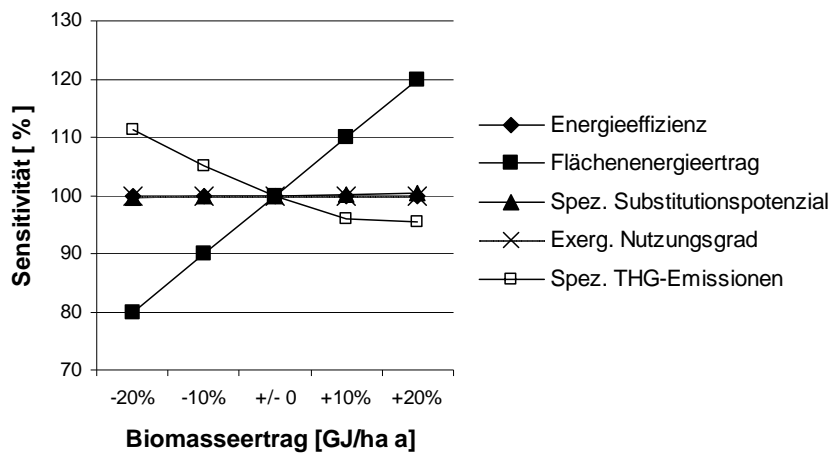


Abb. 3-16: Sensitivität der Vergleichsgrößen auf die Veränderung des Biomasseertrages je Hektar Anbaufläche bei Nutzung von KUP zur Wärmebereitstellung

Für den Parameter Dünge- und Pflanzenschutzmitteleinsatzes zeigt sich, dass insbesondere die THG-Emissionen auf eine Veränderung des Parameters reagieren (Abb. 3-17). Die übrigen Vergleichsgrößen reagieren in sehr viel geringerem Maße oder bleiben konstant.

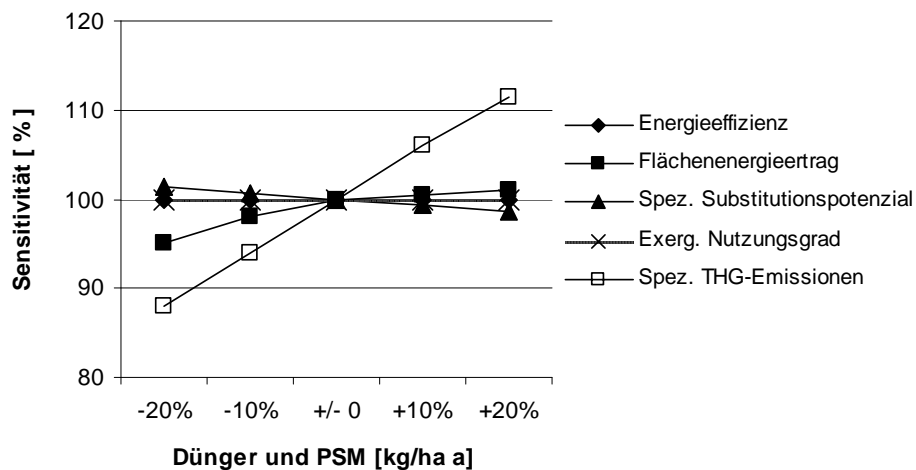


Abb. 3-17: Sensitivität der Vergleichsgrößen auf die Veränderung des Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmittel (PSM) bei der Nutzung von GGP zur Wärmebereitstellung

Daraus kann geschlussfolgert werden, dass die Minderung des Einsatzes von Dünger- und Pflanzenschutzmitteln beim Anbau von Energiepflanzen maßgeblich zur Minderung der spezifischen Treibhausgasemissionen beitragen kann. Überdies ist zu erwarten, dass die hier nicht untersuchten ökonomischen Aspekte, ebenfalls positiv von einem geringeren Einsatz von Dünger und PSM beeinflusst werden können.

Bereitstellung (Transportentfernung)

Für die Variation des Parameters Transportentfernung wurde am Beispiel der Nutzung von KUP zur Wärmebereitstellung eine Minderung um 50 bzw. 25 % und eine Steigerung um 50 bzw. 100 % untersucht. Da bei den Basisbilanzen eine Transportentfernung von 30 km vom Hof zur Konversionsanlage zugrunde gelegt wurde ergeben sich daher 15 km, 22,5 km, 45 km und 60 km Transportentfernung für die Sensitivitätsanalysen. Wie in Abb. 3-18 zu erkennen, zeigt sich dabei lediglich bei den spezifischen THG-Emissionen eine schwache Abhängigkeit. Die übrigen Vergleichsgrößen zeigen dagegen nur geringe Veränderungen.

Daher kann geschlussfolgert werden, dass der Einfluss der Transportentfernung auf fast alle Vergleichsgrößen gering ist und zu dem Ziel möglichst geringer THG-Emissionen mit der Reduzierung der Transportdistanz nur in geringem Maß beigetragen werden kann. Der Einfluss auf die Transportkosten bzw. die Gestehungskosten wurde hier nicht untersucht.

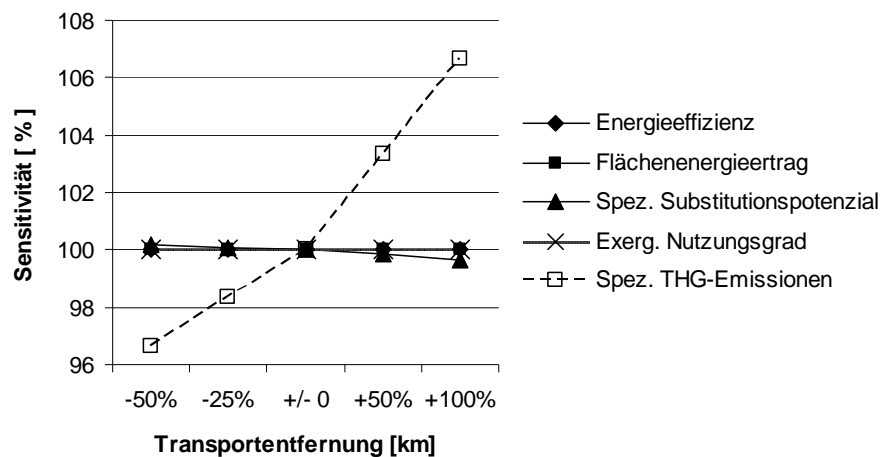


Abb. 3-18: Sensitivität der Vergleichsgrößen auf die Veränderung der Transportentfernung bis zur Konversionsanlage bei Nutzung von KUP zur Wärmebereitstellung

Konversion (Wirkungsgrad)

Der Wirkungsgrad der Konversionsanlage stellt sich als vergleichsweise einflussreich dar, wie hier am Bsp. der Nutzung von KUP zur Wärmebereitstellung gezeigt (vgl. Abb. 3-19) wird. Es wurde eine Senkung des Wirkungsgrades um 10 bzw. 15 % (nicht %-Punkte) im Vergleich zur Basisbilanz durchgeführt. Alle hier gewählten Vergleichsgrößen reagieren auf eine Veränderung dieses Parameters zumeist deutlich. Keine der Vergleichsgrößen bleibt unverändert.

Daraus lässt sich ableiten, dass der Wirkungsgrad der Konversionsanlage mit einem erheblichen Einfluss auf die Gesamtleistung der Prozesskette verbunden ist.

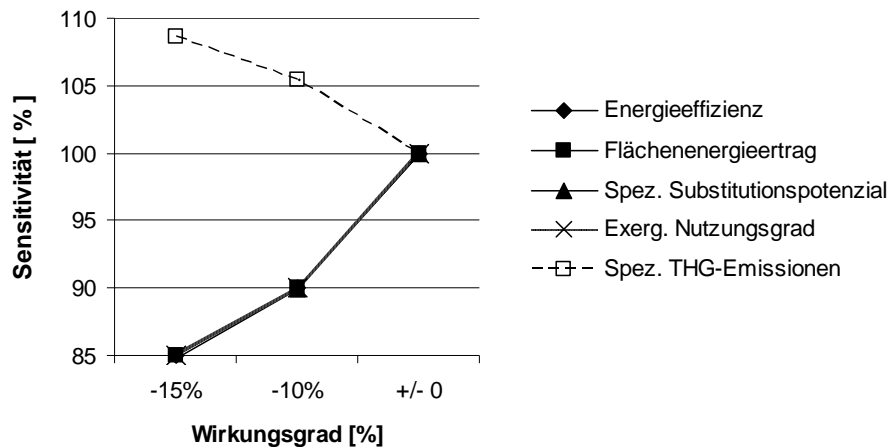


Abb. 3-19: Sensitivität der Vergleichsgrößen auf die Veränderung des Wirkungsgrades der Konversionsanlage bei Nutzung von KUP zur Wärmebereitstellung

Fazit Sensitivitätsanalyse

Aufgrund des geringen Untersuchungsumfanges für die Sensitivitätsanalysen können nur bedingt Aussagen für den gesamten Untersuchungsumfang an Prozessketten in dieser Arbeit abgeleitet werden. Die Ergebnisse werden daher an dieser Stelle eher vorsichtig interpretiert. Die Ergebnisse bestätigen die Annahme, dass für eine Verbesserung der Gesamtprozesskettenleistung der Wirkungsgrad der Konversionsanlage einen entscheidenden Parameter darstellt und einen z. T. starken Einfluss auf alle untersuchten Vergleichsgrößen hat. Die Weiterentwicklung bestehender Anlagen und zukünftiger Konversionsverfahren sollte daher vor allem im Hinblick auf deren Wirkungsgrade vorangetrieben werden.

Speziell für die Nutzung von Energiepflanzen kann mit der Erhöhung des Biomasseertrages je Anbaufläche ein Beitrag zur effizienten Nutzung der beschränkten Flächenpotenziale und gleichzeitig einer Senkung der spezifischen THG-Emissionen geleistet werden. Letztere können zudem durch die Senkung des Einsatzes von Dünger und PSM effizient vermindert werden. Durch eine optimierte landwirtschaftliche Produktion und den Anbau von auf die Nutzung als Energiepflanzen optimierte Sorten und Züchtungen können die Prozessketten hinsichtlich der THG-Emissionen und der Flächeneffizienz signifikant verbessert werden.

Die Transportdistanzen weisen lediglich einen geringen Einfluss auf die Gesamtleistung der Prozessketten auf. Auch die THG-Emissionen können nur in geringem Maße durch kürzere Transportentfernungen verringert werden.

3.4 Integrierte Bewertung der Nutzungspfade

Im vorangegangenen Kapitel erfolgte eine verbal-argumentative Erörterung der Einzelergebnisse der Prozesskettenanalysen. Darauf aufbauend ist das Ziel der integrierten Bewertung die Zusammenführung der umfangreichen Ergebnisse und eine aggregierte und zusammenfassende Bewertungsaussage im Hinblick auf konkurrierende energetische Nutzungspfade für Biomasse.

Wie in Kapitel 3.1 werden die Ergebnisse zunächst für die vier Optionen der Endenergiebereitstellung (KWK, Wärme, Strom, Kraftstoff) getrennt dargestellt und am Ende des Kapitels zusammengefasst. Dabei werden die einzeln betrachteten Konversionstechnologien bei der KWK-Nutzung sowie der Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit in Gruppen vergleichbarer Technologien zusammengefasst (vgl. Kapitel 2.5).

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt in einer Spinnennetzgraphik (vgl. Abb. 3-20). Aufgrund der Normierung der Ergebnisse auf das beste auftretende Einzelergebnis in % (vgl. Kapitel 2.5) ist dabei eine gute Bewertung am Rand (100 %) und eine weniger gute in der Mitte (0 %) des Spinnennetzes lokalisiert. Das Gesamtergebnis der integrierten Bewertung stellt ein aggregiertes Ergebnis über alle Vergleichsgrößen dar und wird über den Mittelwert der Einzelergebnisse gebildet, die auf den Speichen des Spinnennetzes abgetragen sind. Dieser Wert wird als Gesamtergebnis zusätzlich in den Graphiken angezeigt.

KWK-Nutzung

Für die KWK-Nutzung ergeben sich bei der Bewertung deutliche Unterschiede zwischen den drei Gruppen (vgl. Abb. 3-20). Mit 54,5 % zeigt die Festbrennstoffnutzung die höchste Gesamtbewertung, gefolgt von der Biogasnutzung bei hoher Wärmenutzung mit 41,0 %. Die Biogasnutzung bei geringer Wärmenutzung weist mit 32,9 % den geringsten Wert bei der KWK-Nutzung und damit gleichzeitig auch den geringsten Wert aller Nutzungsoptionen auf. Dabei sind bei allen drei Gruppen die Einzelbewertungsergebnisse vergleichsweise gleichmäßig verteilt. Es tauchen weder extrem hohe noch extrem geringe Einzelbewertungsergebnisse auf. Die KWK-Nutzung von Festbrennstoffen zeigt besonders hohe Ergebnisse bei den Vergleichsgrößen Treibhausgasminderungskosten (76,2 %), Substitutionspotenzial (70,9 %), und Effizienz (62,9 %). Deutlich niedriger zeigen sich die Höchstwerte bei der KWK-Nutzung von Biogas mit 100 % Wärmenutzung, die bis auf den Wert der Minderungskosten (62,7 %) stets unter der 50 %-Marke liegen. Bei der Biogasnutzung mit geringer Wärmenutzung erweisen sich der exergetische Nutzungsgrad (39,2 %), die Gestehungskosten (40,5 %) und Minderungskosten (59,4 %) als die einzigen Werte über der 30 %-Marke.

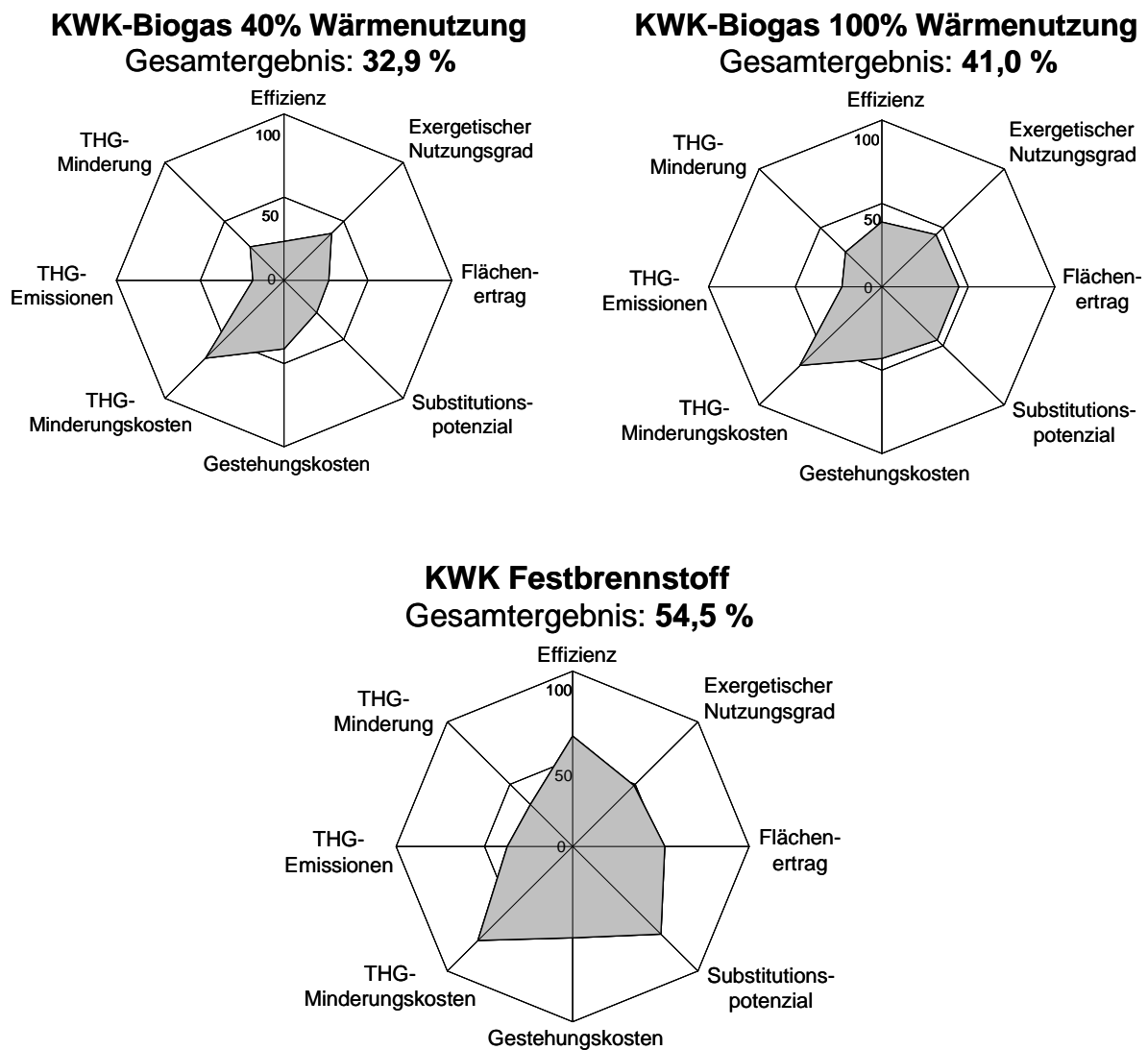


Abb. 3-20: Gesamtergebnisse der normierten Betrachtung für die untersuchten Prozessketten der KWK-Nutzung unterteilt in drei Gruppen

Wärmebereitstellung

Das Gesamtbewertungsergebnis der Wärmebereitstellung beläuft sich auf 64,1 % und stellt damit das beste Gesamtergebnis aller Nutzungsoptionen dar.

Bis auf die Gestehungskosten (43,5 %), den exergetischen Nutzungsgrad (32,2 %) und die THG-Minderung (31,3 %) liegen alle Einzelbewertungen deutlich oberhalb der 60 %-Marke.

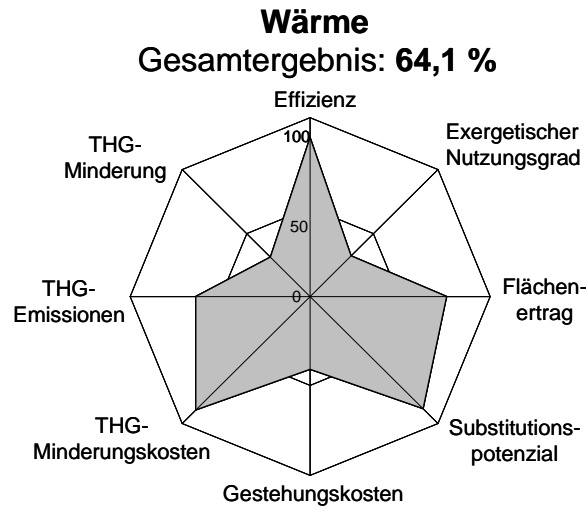


Abb. 3-21: Gesamtergebnisse der normierten Betrachtung für die untersuchten Prozessketten der Wärmebereitstellung

Strombereitstellung

Die Gesamtbewertung der Strombereitstellung beträgt 45,7 %. Sie siedelt sich damit am mittleren Bereich der Gesamtbewertungen aller Nutzungsoptionen an. Es treten im Vergleich zur Wärmebereitstellung und KWK-Nutzung sowohl relativ hohe als auch relativ geringe Einzelbewertungen auf. Lediglich die THG-Minderung (96,5 %) und die THG-Minderungskosten (79,0 %) sind mit extrem hohen Werten verbunden. Diese stehen deutlich aus der Gesamtheit der eher geringern Bewertungsergebnisse heraus.

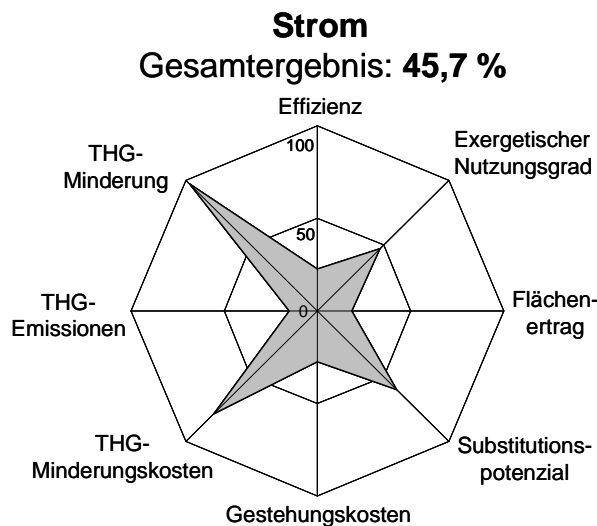


Abb. 3-22: Gesamtergebnisse der normierten Betrachtung für die untersuchten Prozessketten der Strombereitstellung

Kraftstoffbereitstellung

Ebenso wie bei der KWK-Nutzung ergeben sich bei den drei Gruppen der Kraftstoffbereitstellung deutliche Unterschiede in der Gesamtbewertung. Mit 46,6 % erweist sich die Bereitstellung von gasförmigem Kraftstoff aus Biogas (SNG) als vorteilhafter zu bewerten als die Bereitstellung von flüssigem Kraftstoff. Bei den flüssigen Kraftstoffen zeigen die Biokraftstoffe der 2. Generation mit 45,0 % ein deutlich besseres Bewertungsergebnis als die der 1. Generation mit 35,2 %.

Das Gesamtbild der Einzelbewertungen bei der Bereitstellung von Biomethan (SNG) ist von mittelhohen, das der Bereitstellung von Kraftstoffen der 2. Generation von geringen bis mittelhohen Einzelbewertungen bestimmt. Dagegen ist die Mehrheit der Einzelwerte bei der Bereitstellung von Kraftstoffen der 1. Generation eher als gering einzustufen.

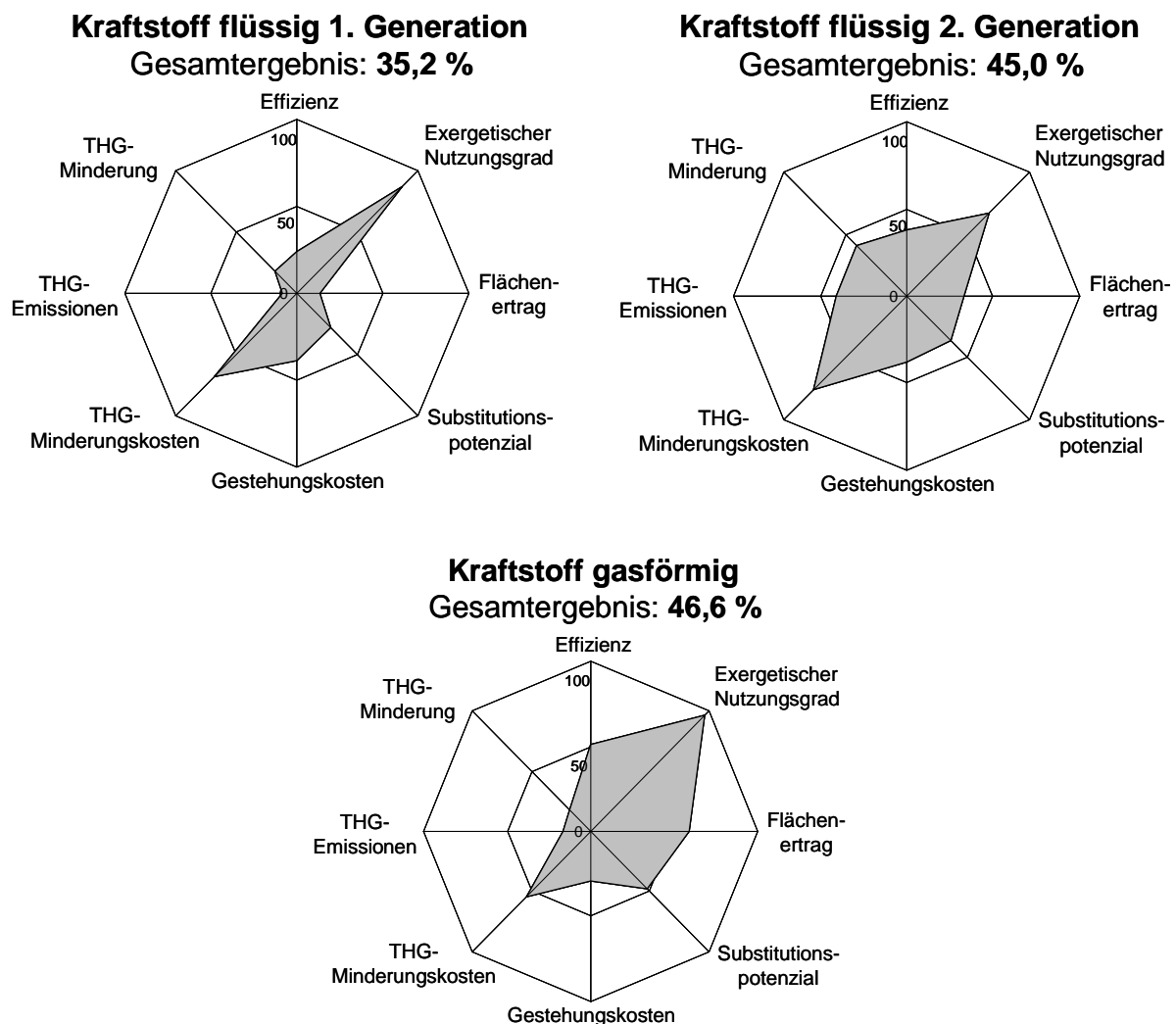


Abb. 3-23: Gesamtergebnisse der normierten Betrachtung für die untersuchten Prozessketten der Kraftstoffbereitstellung unterteilt in drei Gruppen

Interpretation und Einordnung der Ergebnisse

Zusammengefasst lässt sich vor dem Hintergrund der Identifizierung vorteilhafter energetischer Nutzungspfade für Biomasse nach der integrierten Bewertung der acht untersuchten technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleichsgrößen folgende Rangfolge im Hinblick auf die hier gewählten Gruppierungen darstellen:

1. Wärmebereitstellung
2. KWK-Nutzung fester Brennstoffe
3. Stromproduktion / gasförmiger Kraftstoffe aus Biogas / Biokraftstoffe 2. Generation
4. KWK-Nutzung von Biogas mit hoher Wärmenutzung
5. KWK-Nutzung von Biogas mit geringer Wärmenutzung / Biokraftstoff 1. Generation

Bei der Interpretation der Ergebnisse gilt es zu berücksichtigen, dass sowohl die Art und die Anzahl, der unterschiedlichen in die Bewertung integrierten Vergleichsgrößen, als auch deren Gewichtung einen Einfluss auf das Resultat der Bewertungsmethodik haben.

Hier wurden unterschiedliche Kategorien von Vergleichsgrößen (technisch, ökonomisch, ökologisch) mit jeweils unterschiedlicher Anzahl untersucht. Daher sind die drei Kategorien nicht gleichermaßen in der Bewertung repräsentiert. Die technischen Vergleichsgrößen stellen hier vier von acht Größen. Diesen stehen jeweils zwei Größen aus den Kategorien Ökonomie und Ökologie gegenüber.

Die Methodik ist zudem anfällig für die Verwendung korrelierender Vergleichsgrößen. Gehen z. B. der Flächenertrag und der Flächenbedarf (Kehrwert des Flächenertrags) in die Bewertung ein, so kommt diesem Aspekt bei der integrierten Bewertung automatisch eine höhere Bedeutung zu als bei der Berücksichtigung lediglich einer der Größen.

Im Hinblick auf eine Gewichtung der einzelnen Vergleichsgrößen wird allen Größen die gleiche Wertigkeit beigemessen. Es wird keine Bewertungsgröße mehr oder weniger gewichtet als eine andere. Trotzdem stellt eine Gleichgewichtung auch einer Art von Gewichtung, nämlich eine einheitliche Bewertung aller technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleichsgrößen dar. Bei einer Gleichgewichtung ist das Bewertungsergebnis stärker abhängig von der Auswahl (Art und Anzahl) der Größen als bei der Über- oder Untergewichtung einzelner Größen, durch die dem Einfluss der Art und Anzahl der Größen entgegengewirkt werden kann. Die Stärke des Einflusses der einzelnen Faktoren auf das Gesamtergebnis ist allerdings nur schwer quantifizierbar. Eine Interpretation der Ergebnisse sollte daher vor dem Hintergrund der oben erläuterten Schwachstellen der Methodik erfolgen. Hier wurde versucht keine direkt korrelierenden Vergleichsgrößen in die Bewertung einzubeziehen.

3.5 Fazit

Vergleichende Analyse

Im Hinblick auf eine effiziente und kostengünstige THG-Minderung und Substitution fossiler Energieträger lassen sich aus den Ergebnissen der Prozesskettenanalyse unter verschiedenen technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten folgende Aussagen ableiten.

Vor dem Hintergrund einer **effizienten Biomassenutzung** erweist sich die Wärmebereitstellung aber auch die Nutzung von festen Bioenergieträgern in KWK-Anlagen (Dampfturbine, ORC-Anlage, Vergasung und Gasmotor) als vorteilhafter gegenüber der Nutzung von Biogas in KWK-Anlagen und der Bereitstellung von Strom oder Kraftstoffen. Bei der Wärmebereitstellung können im Verlaufe der Prozessketten Gesamtnutzungsgrade von mehr als 80 % und bei der KWK-Nutzung von festen Brennstoffen von mehr als 60 % erreicht werden. Unter den Kraftstoffen hebt sich die Bereitstellung von Biomethan aus Biogas (rund 43 %) und die Bereitstellung von BTL (rund 38 %) im Hinblick auf die Effizienz deutlich von den flüssigen Biokraftstoffen der 1. Generation wie RME aus Raps (etwa 25 %) und Ethanol aus stärke- oder zuckerhaltigen Rohstoffen (11-21 %) ab.

Rückt die Betrachtung der **Treibhausgasemissionen** und deren Minderung in den Fokus des Vergleichs, so kann festgestellt werden, dass die Wärmebereitstellung mit 18 - 73 g/kWh Endenergie die niedrigsten spezifischen Treibhausgasemissionen aufweist. Die KWK-Nutzung von festen Brennstoffen sowie die KWK-Nutzung von Biogas mit hoher Wärmenutzung erreichen mit 39 – 70 g/kWh ein vergleichbares Niveau. Die Nutzung von gasförmigem Kraftstoff (SNG aus Biogas) und von Biokraftstoffen der 2. Generation weisen mit bis zu 133 g/kWh gegenüber der Stromproduktion (bis zu 186 g/kWh) und der Produktion von Kraftstoffen der 1. Generation (bis zu 255 g/kWh) deutlich geringere Emissionen auf. Durch den Vergleich zu den fossilen Referenztechnologien ergeben sich die spezifischen THG-Minderungspotenziale. Mit der Produktion von Strom kann eine hohe spezifische THG-Minderung von bis zu 745 g/kWh erreicht werden. Im Vergleich dazu liegt das spezifische Minderungspotenzial der Nutzungspfade für die KWK-Nutzung und die Wärmebereitstellung bei rund 270 g/kWh. Die geringsten Minderungspotenziale weisen die Bereitstellung des gasförmigen Kraftstoffs Biomethan (rund 135 g/kWh) und die Biokraftstoffe der 1. Generation (rund 120 - 150 G/kWh) auf. Die flüssigen Kraftstoffe der 2. Generation wie BTL (bis zu 320 g/kWh) und Ethanol aus Lignocellulose (bis zu 330 g/kWh) erweisen sich dagegen vorteilhafter als die Wärmebereitstellung oder die KWK-Nutzung.

Im Hinblick auf die **Kosten der Energiegestehung** und der THG-Minderung erweist sich die Nutzung von preisgünstigen Reststoffen wie Altholz, Stroh und Gülle in KWK-Anlagen und zur Bereitstellung von Wärme und BTL als vorteilhaft. Vergleichsweise hohe Gestehungskosten sind mit der Nutzung von Energiepflanzen in Biogasanlagen, zur Stromproduktion und zur Bereitstellung von gasförmigem Kraftstoff (Biomethan) und den Biokraftstoffen der 2. Generation verbunden. Aus der Verschneidung von THG-Minderung und den Mehr- oder Minderkosten der Biomassenutzung im Vergleich zur fossilen Referenz

ergeben sich die THG-Minderungskosten. Diese erweisen sich als besonders gering und damit vorteilhaft bei der Nutzung von Reststoffen wie Gülle und Altholz in KWK-Anlagen und zur Bereitstellung von Wärme und Strom. Sowohl im Fall von steigenden Gestehungskosten (ausgehend von der Nutzung von Altholz bis hin zu Waldrestholz) als auch im Fall von zunehmenden spezifischen Emissionen (ausgehend von der Nutzung der Reststoffe bis hin zur Energiepflanzennutzung) erweisen sich besonders die Wärme- und Strombereitstellung als vorteilhaft. Die Nutzung von Energiepflanzen in Biogasanlagen zur Bereitstellung von Wärme und Strom in KWK oder von Biomethan als Kraftstoff lassen sich im Hinblick auf die THG-Minderungskosten als eher weniger vorteilhaft bewerten.

Einfluss von Nebenprodukten und Rückständen

Die Berücksichtigung von Koppelprodukten in den Energie- und Stoffstrombilanzen am Beispiel der Biokraftstoffe der 1. Generation zeigt, dass diese einen bedeutenden Einfluss auf das Gesamtergebnis haben können. Werden Neben- und Koppelprodukte bei der Kraftstoffproduktion energetisch, z. B. zur Bereitstellung von Wärme und Strom, genutzt, so kann die Energie- und Emissionsbilanz deutlich positiver ausfallen. In den hier betrachteten Fällen können mit der Bereitstellung von Biokraftstoffen der 1. Generation im Hinblick auf die Gesamteffizienz und die THG-Emissionen durchaus Ergebnisse vergleichbar zu denen der 2. Generation erreicht werden. Wird wie bei den hier untersuchten Biokraftstoffen der 2. Generation nicht nur Pflanzenteile (Korn) sondern die ganze Energiepflanze bilanziert, können auch die Hektarerträge für die Kraftstoffe auf ein vergleichbares Niveau zu den Biokraftstoffen der 2. Generation zunehmen.

Sensitivitätsanalysen

Aus den Sensitivitätsanalysen geht hervor, dass insbesondere die Effizienz der Konversionstechnologie einen großen Einfluss sowohl auf die technischen als auch für die ökologischen Aspekte hat. Hier sticht vor allem der Wirkungsgrad der Konversionstechnologien als bestimmende Größe heraus. Daher erweisen sich die Wärmenutzungsoptionen und die KWK-Optionen mit ihren vergleichsweise hohen Anlagennutzungsgraden im Hinblick auf die Gesamtnutzungsgrade der Kette als besonders vorteilhaft. Mit möglichst effizienten Prozessketten gehen nach den hier vorliegenden Ergebnissen zumeist auch vorteilhafte ökologische und ökonomische Eigenschaften wie möglichst hohe Emissionsminderungs- und Substitutionspotenziale und niedrige Energiegestehungs- und Emissionsminderungskosten einher.

Integrierte Analyse

Die Ergebnisse der integrierten Analyse zeigen, dass mit dem Blick auf die Gesamtheit der hier untersuchten acht technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleichsgrößen die Wärmebereitstellung als die vorteilhafteste Art der energetischen Biomassenutzung bewertet werden kann. Als vergleichsweise vorteilhaft stellt sich auch die Nutzung von festen

Bioenergieträgern in KWK-Anlagen dar. Die Stromproduktion sowie die Bereitstellung von gasförmigem Kraftstoff (Biomethan) und Biokraftstoff der 2. Generation (BTL und Ethanol aus Lignocellulose) weisen vergleichbare Gesamtbewertungen auf und können insgesamt als weniger vorteilhaft als die Wärmebereitstellung und die KWK-Nutzung von Festbrennstoffen bewertet werden. Am wenigsten vorteilhaft wird die Biogasnutzung in Gasmotoren und die Bereitstellung von Biokraftstoffen der 1. Generation bewertet.

4. Systemische Bewertung der Nutzungspfade im Energiesystem Deutschland

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der systemischen Betrachtung der Bioenergie im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030 anhand der Szenarien

- „BAU“ (Business As Usual),
- „BAU+THG“ (BAU+THG-Minderung),
- „BIW“ (Biomasse im Wettbewerb) und
- „BIW+THG“ (BIW+THG-Minderung)

dargestellt und diskutiert. Die allgemeingültigen Randbedingungen, die für alle Szenarien gelten, sind folgende:

- Rückgang der Bevölkerung auf 79,3 Mio. bis zum Jahr 2030,
- Entwicklung des BIP auf 3.127,5 Mrd. EUR₂₀₀₀ bis zum Jahr 2030,
- Anstieg der Energieträgerpreise über die Inflationsrate hinaus,
- Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2023,
- kontinuierliche Technologiefortentwicklung sowohl bei den erneuerbaren als auch bei den konventionellen Anwendungen,
- historische Entwicklung der Nutzung von Biomasse bis zu Jahr 2005 auf der Basis von statistischen Daten /BMU 2008/ vorgegeben,
- Maximale landwirtschaftliche Flächen für den Energiepflanzenanbau von 4 Mio. ha bis zum Jahr 2030,
- Fruchtfolge wird beachtet, d.h. jede einjährige Pflanzenart kann nur alle drei Jahre auf derselben Fläche angebaut werden.

Die Szenarien unterscheiden sich im Hinblick auf die Berücksichtigung von Vorgaben für die Biomassenutzung im Energiesystem (Beimischungsquote für Biokraftstoff, integriertes Energie- und Klimaprogramm) und für die energiebedingten Treibhausgasemissionen sowie für das Preisniveau für fossile Energieträger. In Tabelle 4-1 sind die Merkmale der Szenarien hinsichtlich dieser Aspekte zusammengefasst. Für das Szenario „BIW“ werden zwei Teilszenarien betrachtet, nämlich „BIWmoderat“ und „BIWhoch“.

Tabelle 4-1: Merkmale der betrachteten Szenarien hinsichtlich Preisniveau für fossile Energieträger und Vorgaben für die Biomassenutzung sowie für die THG-Minderung

| | Berücksichtigung von Mindestvorgaben für: | | Preisniveau für fossile Energieträger | |
|-------------|---|---------------|---------------------------------------|------|
| | Biomassenutzung | THG-Minderung | moderat | hoch |
| BAU | X | | X | |
| BAU+THG | X | X | X | |
| BIW moderat | | | X | |
| BIW hoch | | | | X |
| BIW+THG | | X | X | |

Allen Szenarien liegen statistische Daten über die historische Entwicklung der energetischen Biomassenutzung in Deutschland /BMU 2008/ bis zum Jahr 2005 zugrunde, an welche die jeweilige szenarioabhängige Modellierung der zukünftigen Entwicklungen bis zum Jahr 2030 anknüpft.

Werden in den einzelnen Szenarien energiepolitische Vorgaben für die Nutzung erneuerbarer Energieträger in den Szenarien berücksichtigt (BAU und BAU+THG), so wird im Fall der Kraftstoffbereitstellung davon ausgegangen, dass nach der derzeit gültigen Beimischungsquote für Biokraftstoff /BioKraftQuG 2006/ bis zum Jahr 2015 eine Gesamtquote von mindestens 8 % Biokraftstoffen an der Gesamtmenge an Otto- und Dieselmotorkraftstoff eingehalten wird. Dabei muss für Ottomotorkraftstoff ab 2010 mindestens 3,6 % und für Dieselmotorkraftstoff mindestens 4,4 % Biokraftstoff beigemischt werden. Dieser Mindestanteil wird über das Jahr 2015 hinaus im Modell weitergeführt.

Für die Bereitstellung von Wärme und Strom orientieren sich die Vorgaben an den im integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung /Bundesregierung 2007a/ festgelegten Zielstellungen bis zum Jahr 2020. Da diese Ziele hier als sehr ambitioniert bewertet werden, wird das Erreichen dieser Ziele im BAU-Szenario nicht als Vorgabe gemacht. Angestrebtes Ziel für den Anteil von Biokraftstoff am Aufkommen und Verbrauch von Otto- und Dieselmotorkraftstoff in Deutschland bis zum Jahr 2020 ist nach dem integrierten Energie- und Klimaprogramm mindestens 17 % (energetisch). Für Wärme und Strom aus erneuerbaren Energien werden Ziele von 14 % und 30 % vorgegeben /Bundesregierung 2007a/.

Dem Import wird bei den vorgestellten Untersuchungen eine untergeordnete Rolle zugewiesen, um die mögliche Rolle der heimischen Biomasse und die Einflüsse auf deren Nutzung eingehender analysieren zu können. Daher wurde der Import in allen Szenarien auf 10 % der Nutzung von Biomasserohstoffen und biogenen Sekundärenergieträgern begrenzt.

Wird in den einzelnen Szenarien eine Minderung der Treibhausgasemissionen berücksichtigt (BAU+THG und BIW+THG), so wird dem Modell vorgegeben, dass die energiebedingten THG-Emissionen (CO₂-Emissionen und CO₂-Äquivalentemissionen aus CH₄ und N₂O) die Zielwerte nicht überschreiten dürfen. Ausgehend von den Zielen, wie sie im Kyoto-Protokoll /Kyoto 1998/ bis zum Jahr 2012 festgelegt sind und angelehnt an die erklärten Ziele der Bundesregierung (vgl. /Bundesregierung 2007a/ und /Bundesregierung 2007b/), wird hier von einer Reduktion der THG-Emissionen um 40 % im Jahr 2020, um 50 % im Jahr 2030 gegenüber dem Referenzjahr 1990 ausgegangen. Daraus resultieren Obergrenzen für die THG-Emissionen von rund 619 Mio. t im Jahr 2020 und 516 Mio. t im Jahr 2030.

Angelehnt an /Nitsch et al. 2004/ wird in allen Szenarien den Potenzialen für die landwirtschaftliche Fläche zum Zwecke des Energiepflanzenanbaus eine obere Grenze von 2,5 Mio. ha im Jahr 2010, 3,0 Mio. ha im Jahr 2015, 3,5 Mio. ha im Jahr 2020 und 4,0 Mio. ha im Jahr 2025 sowie 2030 zugrunde gelegt. Zudem steigt das gesamte Biomassepotenzial gegenüber dem in Kapitel 1.2 (vgl. Tabelle 1-1) dargestellten derzeitigen technischen Potenzial, bis zum Jahr 2030 an. Dies wird im Falle der

Energiepflanzenproduktion mit einem kontinuierlichen Anstieg der Flächenerträge und einer Weiterentwicklung der Produktions- Ernte- und Bereitstellungsverfahren begründet. Im Falle von Reststoffen wird ebenfalls eine technische Weiterentwicklung der Bereitstellungstechnologien unterstellt. Somit steigt das Gesamtpotenzial für heimische Biomasse bei einer Anbaufläche von 4,0 Mio. ha bis 2030 auf rund 1.900 PJ/a gegenüber rund 1.590 PJ/a derzeit. Zudem ist gegenüber der Darstellung in Tabelle 1-1 eine Variation des Potenzials möglich, wenn ein anderer Anbaumix für Energiepflanzen unterstellt wird.

Die Kosten für fossile Energieträger, die dem Modell für die Szenarien mit moderatem und hohem Preisniveau hinterlegt wurden, sind in Tabelle 4-2 zusammengefasst.

Im Folgenden werden die Szenarien in den jeweiligen Unterkapiteln vor der Ergebnisdarstellung noch einmal kurz genauer beschrieben.

Tabelle 4-2: Kosten für fossile Energieträger bei einer moderaten (Szenarien: BAU, BAU+THG, BIWmoderat, BIW+THG) und einer hohen (Szenario BIWhoch) zukünftigen Energieträgerpreiseentwicklung in den betrachteten Szenarien

| | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2010 | 2030 |
|---------------------------------|---------------------------|------|------|------|-------|---|-------|
| | [EUR ₂₀₀₀ /GJ] | | | | | | |
| Rohölimport | | | | | | US\$ ₂₀₀₇ /bbl ¹ | |
| moderat | 5,36 | 5,81 | 6,25 | 6,70 | 7,15 | 45,0 | 60,0 |
| hoch | 5,95 | 7,15 | 8,34 | 9,53 | 10,72 | 50,0 | 90,0 |
| Erdgasimport | | | | | | EUR ₂₀₀₇ /TWh | |
| moderat | 3,75 | 4,06 | 4,38 | 4,69 | 5,00 | 13,54 | 18,05 |
| hoch | 4,17 | 5,00 | 5,84 | 6,67 | 7,50 | 15,05 | 27,08 |
| Steinkohleimport | | | | | | EUR ₂₀₀₇ /t SKE ² | |
| moderat | 1,82 | 1,90 | 1,97 | 2,05 | 2,13 | 60,0 | 70,0 |
| hoch | 1,82 | 1,97 | 2,12 | 2,27 | 2,42 | 60,0 | 80,0 |
| Steinkohleabbau heimisch | | | | | | EUR ₂₀₀₇ /t SKE ² | |
| moderat | 2,13 | 2,21 | 2,29 | 2,38 | 2,46 | 70,1 | 81,8 |
| hoch | 2,13 | 2,30 | 2,47 | 2,63 | 2,80 | 70,1 | 93,5 |
| Braunkohleabbau heimisch | | | | | | EUR ₂₀₀₇ /t | |
| moderat | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 8,58 | 8,58 |
| hoch | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 8,58 | 8,58 |

¹bbl = barrel; ² SKE =Steinkohleeinheit

4.1 Szenario „Business As Usual“ (BAU)

Im Szenario BAU wird ab dem Jahr 2007 der Biokraftstoffnachfrage anhand der Vorgaben für die Beimischungsquote für Otto- und Dieselmotoren ein unteres Limit gesetzt, unter das sie bis zum Jahr 2030 nicht mehr sinkt. Ebenso wird davon ausgegangen, dass sowohl für die Wärme- als auch für die Stromproduktion aus Biomasse die im Jahre 2007 erreichten Produktionsmengen bis zum Jahr 2030 nicht mehr unterschritten werden. Für die Bioenergienutzung wird daher im Modell eine untere Grenze auf Basis der für das Jahr 2007 erzeugten Kraftstoff-, Strom- und Wärmemengen vorgegeben. Neben diesen endenergetrischen Grenzen sind auch für einzelne Technologien sowohl untere als

auch obere Grenzen definiert worden, die sich über den Stand im Jahr 2007 hinaus weiterentwickeln. Somit existiert für jede Technologie ein möglicher Korridor, in dem sich die Technologieentwicklung bis zum Jahr 2030 abspielen und in dem das Modell bei der Optimierungsprozesses auf die Technologie zugreifen kann. Der Festlegung dieser Korridore geht die Überlegung voraus, dass das EEG /EEG 2004/, das Marktanzreizprogramm (MAP) und die Quotenregelung für Biokraftstoffe /BioKraftQuG 2006/ auch zukünftig gelten und daher deren bisheriger Einfluss auf die dynamische Entwicklung der Bioenergie auch weiterhin, wenn auch aufgrund der zunehmenden Ausschöpfung der Biomassepotenziale in geringerem Maße, erkennbar ist und die bisher geförderten Technologien auch weiterhin eine Förderung erfahren. Darüber hinaus wird mit den Korridoren die Möglichkeit eröffnet, dass die Ziele des integrierten Energie- und Klimaprogramms (vgl. Kapitel 4) erreicht werden können. Grundlegende Annahmen, die in die Festlegung der Korridore eingeflossen sind, stammen für die Ethanolproduktion in Deutschland aus /Hettinga et al. 2007/, für die Entwicklungen der Biodieselproduktion in Deutschland aus /Lensink et al. 2007/ und für die KWK-Nutzung und die Strom- und Wärmeproduktion aus /Öko-Institut 2004/, /DEPV 2008a/, /DEPV 2008a/.

Die Preise für die Bioenergieträger werden ausgehend vom Niveau im Jahr 2005 (vgl. Tabelle A-28 im Anhang) jedes Jahr um 0,5 % erhöht. Die Preisentwicklung für fossile Energieträger wird ausgehend vom Jahr 2005 als moderat steigend angenommen (vgl. Tabelle 4-2).

4.1.1 Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs

Wird die Entwicklung der Biomassenutzung betrachtet (vgl. Abb. 4-1), so wird deutlich, dass der Endenergieverbrauch (EEV) in Form der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff kontinuierlich bis zum Jahr 2020 auf ein Niveau von rund 826 PJ/a zunimmt und von da an bis 2030, aufgrund zunehmender Potenzialausschöpfung, nur noch geringfügig bis auf 840 PJ/a steigt.

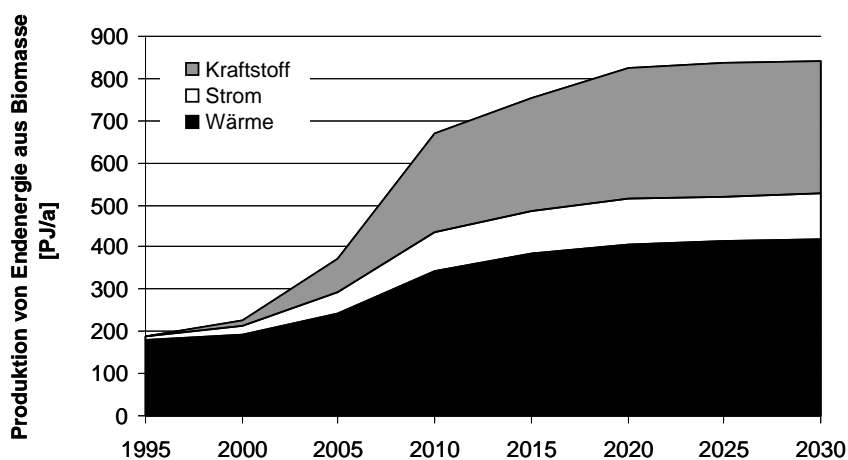


Abb. 4-1: Entwicklung der Bereitstellung der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)

Vor dem Hintergrund der Beimischungsquote für Biokraftstoffe entwickelt sich dabei die Kraftstoffproduktion mit bis zu 313 PJ/a im Jahr 2030 besonders dynamisch und stellt damit rund 37,2 % des EEV aus Biomasse. Die Entwicklung der Strom- sowie der Wärmeproduktion ist demgegenüber etwas moderater. Trotzdem sind auch dort deutliche Steigerungsraten zu verzeichnen. Die Wärme stellt in allen Jahren stets den größten Anteil am EEV aus Biomasse (420 PJ/a im Jahr 2030). Bis zum Jahr 2030 sinkt deren Anteil aufgrund der stärkeren Zunahme von Strom und Kraftstoffen auf 50,0 % gegenüber 85,8 % im Jahr 2000. Die Strombereitstellung trägt mit 108 PJ/a im Jahr 2030 zu rund 12,8 % des EEV aus Biomasse bei. Insgesamt ergibt sich im Szenario BAU rund eine Vervierfachung des EEVs aus Biomasse im Jahr 2030 gegenüber 2000. Der starke Anstieg zwischen den Jahren 2005 und 2010 resultiert aus der Fortführung der äußerst dynamischen Entwicklung der letzten Jahre (vgl. Abb. 1-1 in Kapitel 1.2). Die statistischen Daten /BMU 2008/ weisen einen Anstieg der Endenergieträgerproduktion aus Biomasse für das Jahr 2007 auf rund 540 PJ (rund 150 TWh) aus. Dieses starke Wachstum wird im Szenario BAU lediglich bis zum Jahr 2010 mit 671 PJ/a weitergeführt, danach schwächt sich das Wachstum deutlich ab. Insgesamt stellt die Bioenergie im Jahr 2030 rund 8,6 % am gesamten EEV in Deutschland (vgl. Tabelle 4-3).

Wärmebereitstellung

Im Hinblick auf die Wärmebereitstellung zeigt sich, dass insbesondere die traditionell hohe Scheitholznutzung in offenen und geschlossenen Kaminöfen weiterhin moderat zunimmt und bis 2030 die wichtigste Nutzungsform von Biomasse in Haushalten darstellt (vgl. Abb. 4-2).

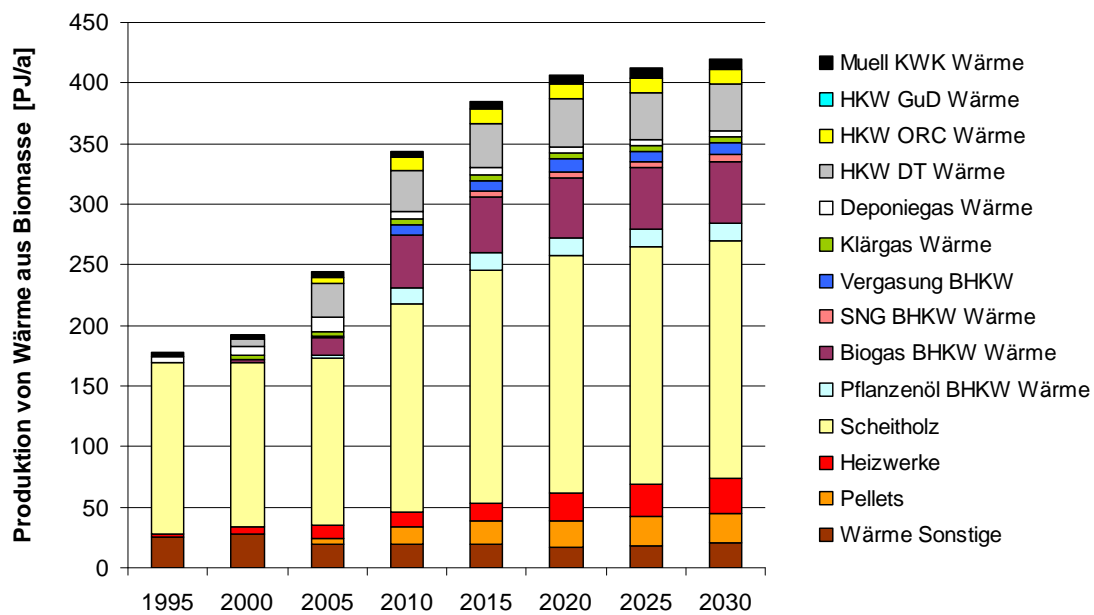


Abb. 4-2: Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der unterschiedlichen Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)

Im Jahr 2000 weist die Scheitholznutzung mit 135 PJ/a rund 70,0 % an der Bereitstellung von Wärme aus Biomasse auf. Ab 2010 sinkt der Anteil der Scheitholznutzung auf unter 50 % ab und erreicht im Jahr 2030 mit rund 196 PJ/a einen Anteil von 46,2 %. Deutlich geringere Anteile weisen im Jahr 2030 die KWK-Anlagen wie Biogas- (12,2 %) und Pflanzenöl-BHKWs (3,5 %), Dampfturbinen- (9,3 %) und ORC-Anlagen (2,8 %), Pelletkessel (5,9 %) und Heizwerke (6,4 %) und sonstige Wärmeproduzenten (4,9 %) auf, bei denen es sich vor allem um industrielle Prozesse handelt. Vergleichsweise geringe Beiträge leisten die Müllverbrennungsanlagen, die Klär- und Deponiegasnutzung und innovative Verfahren wie die Nutzung von Produktgas aus Vergasungsanlagen und die SNG-Nutzung.

Die Modellergebnisse orientieren sich zumeist an den unteren vorgegebenen Korridor Grenzen (vgl. Kapitel 4.1). Lediglich bei der Scheitholznutzung wird die obere Grenze erreicht.

Strombereitstellung

Im Vergleich zur Wärmebereitstellung verbleibt die Stromproduktion mit etwa 108 PJ/a im Jahr 2030 auf eher geringem Niveau (vgl. Abb. 4-3).

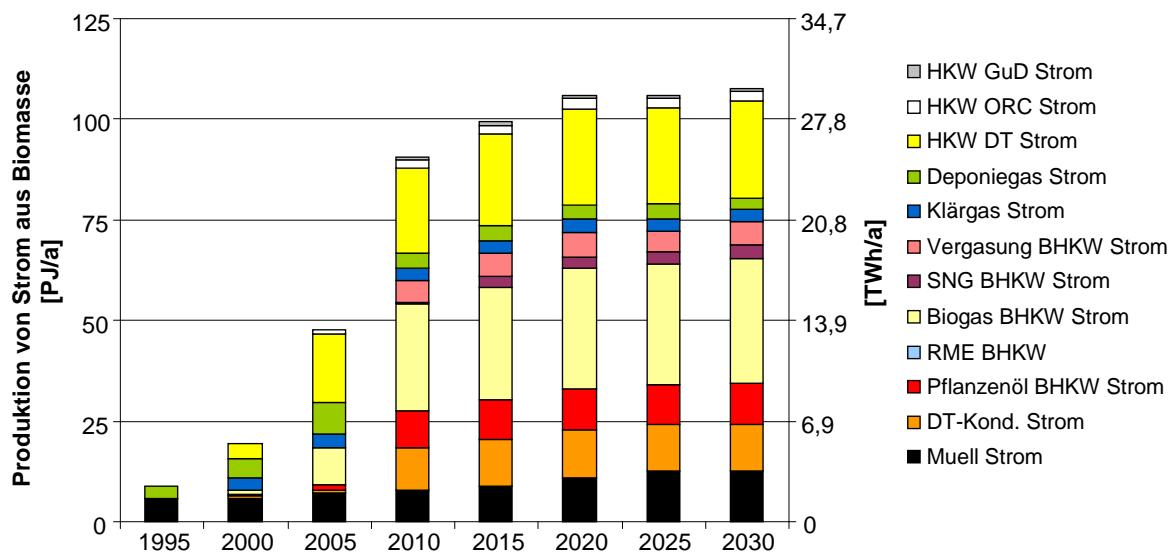


Abb. 4-3: Entwicklung der Strombereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)

Für die Stromproduktion kommen bis zum Jahr 2030 vor allem Biogas-BHKWs und Dampfturbinen (DT) im KWK-Betrieb zum Einsatz, die mit jeweils 31,0 (Biogas) und 24,0 PJ/a (DT) zu 28,8 und 22,3 % (zusammen 51,1 %) zur Strombereitstellung aus Biomasse beitragen. In geringerem Maße werden die Müllverwertung (12,5 PJ/a), die DT-Technologie im Kondensationsbetrieb (11,8 PJ/a) und Pflanzenöl-BHKWs (10,0 PJ/a) genutzt, welche damit zusammen einen Beitrag von rund 31,8 % der Strombereitstellung aus Biomasse im Jahr 2030 liefern. Geringe Bedeutung haben im Jahr 2030 die Technologien wie die Vergasung und Verstromung in einem BHKW (5,7 PJ/a, 5,3 %), die Nutzung von SNG aus

Biogas und Produktgas in einem BHKW (3,5 PJ/a, 3,5 %) und die Klärgas- (3,1 PJ/a, 2,9 %) und Deponiegasnutzung (3,0 PJ/a, 2,8 %). Obwohl die ORC-Anlagen bei der Wärmebereitstellung einen nennenswerten Beitrag leisten, weisen sie im Falle der Strombereitstellung für das Jahr 2030 (2,4 PJ/a, 2,2 %) aufgrund der geringen elektrischen Wirkungsgrade der Technologie den Charakter einer Nischenanwendung auf. Dies ist auch bei der Nutzung von Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Anlagen (0,8 PJ/a, 0,8 %) der Fall.

Wie bei der Wärmebereitstellung orientieren sich die Ergebnisse für die einzelnen Technologien der Strombereitstellung eher am unteren Ende der Korridorwerte. Aus der moderaten Entwicklung sowohl bei der Wärme- als auch bei der Stromproduktion, die zumeist an der unteren Grenze der Wertekorridore verläuft, lässt sich ableiten, dass die Zunahme der Nutzung lediglich auf die energiepolitischen und -wirtschaftlichen Fördermaßnahmen zurückgeht. Ohne eine Förderung würde demnach die energetische Nutzung von Biomasse in der Stromerzeugung geringer ausfallen.

Kraftstoffbereitstellung

Die Kraftstoffbereitstellung nimmt bis zum Jahr 2030 auf rund 313 PJ/a zu (vgl. Abb. 4-4). Bis 2010 basiert die Biokraftstoffnutzung weiterhin vor allem auf Biodiesel (118 PJ/a) und Bioethanol (89 PJ/a). Ab 2015 gewinnt BTL zunehmend an Bedeutung, und ersetzt RME als Dieselsubstitut. Im Jahr 2030 weisen Biodiesel und BTL mit 118,5 bzw. 120,0 PJ/a zusammen einen Anteil an der Biokraftstoffproduktion von 76,2 % auf. Es wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage nach Dieselmotorkraftstoff bis 2025 steigt und von dort an wiederum leicht zurückgeht. Der Rückgang des Benzinsubstituts Ethanol geht auf die sinkende Nachfrage nach Ottokraftstoffen bis zum Jahr 2030 zurück. Mit rund 39,0 PJ/a trägt Bioethanol zu etwa 12,5 % zur Biokraftstoffnutzung in Deutschland im Jahr 2030 bei.

Die Pflanzenölproduktion verbleibt in etwa auf dem Niveau, welches im Jahr 2010 erreicht wird und erreicht mit 28,4 PJ/a einen Anteil von rund 9,0 % der Biokraftstoffbereitstellung im Jahr 2030.

Die Nutzung von SNG aus Biogas spielt lediglich eine untergeordnete Rolle. Sie nimmt ausgehend vom Jahr 2010 (0,2 PJ/a) bis 2030 geringfügig auf 6,8 PJ/a (2,2 % der Biokraftstoffnutzung) zu.

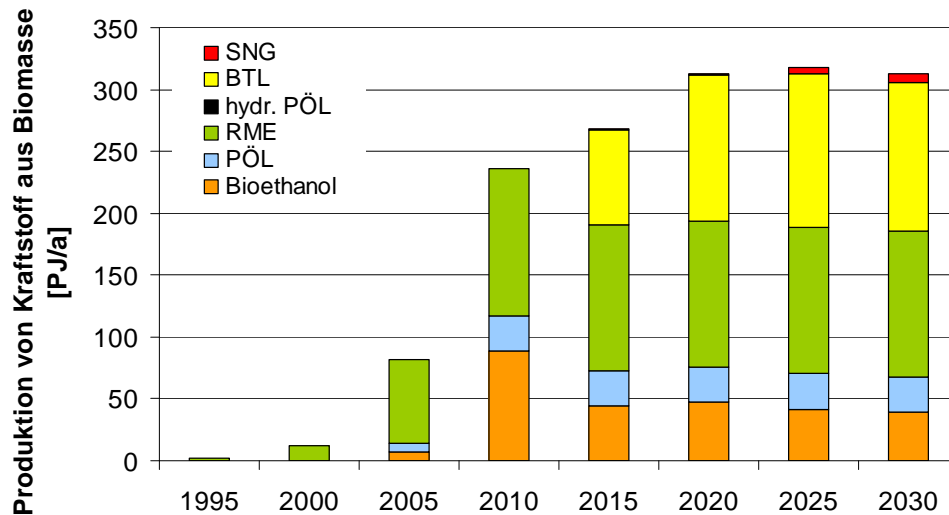


Abb. 4-4: Entwicklung der Biokraftstoffbereitstellung in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)

Besonders bei den Biokraftstoffen ist anhand des starken Anstieges bis 2020 der Einfluss der Biokraftstoffquote zu erkennen. Die Ergebnisse orientieren sich stets an der Untergrenze der Vorgaben. Eine Ausnahme stellt hier die Nutzung von SNG aus Biogas dar. Obwohl in der Biokraftstoffquote keine Vorgaben für die Nutzung von gasförmigem Kraftstoff gemacht werden, wird hier gasförmiger Kraftstoff aus Biogas (Rohstoff: Gülle) genutzt.

Primärenergieverbrauch

Das technische Biomassepotenzial, welches sich derzeit bei einer Anbaufläche für Energiepflanzen von 2,0 Mio. ha bis etwa 1.240 PJ/a erstreckt (vgl. Tabelle 1-1) und sich bei einer Zunahme der Anbaufläche für Energiepflanzen auf etwa 4,0 Mio. ha bis zum Jahr 2030 schrittweise von derzeit 1.590 PJ/a auf rund 1.900 PJ/a erhöhen könnte, wird im Szenario BAU bis zum Jahr 2010 zum Großteil bereits genutzt (vgl. Abb. 4-5). Ausgehend von diesem Niveau steigt der PEV aus Biomasse entsprechend der Potenzialzunahme bis zum Jahr 2030 nochmals deutlich auf ein Niveau von rund 1.350 PJ/a an. Das Biomassepotenzial wird allerdings nicht vollständig genutzt.

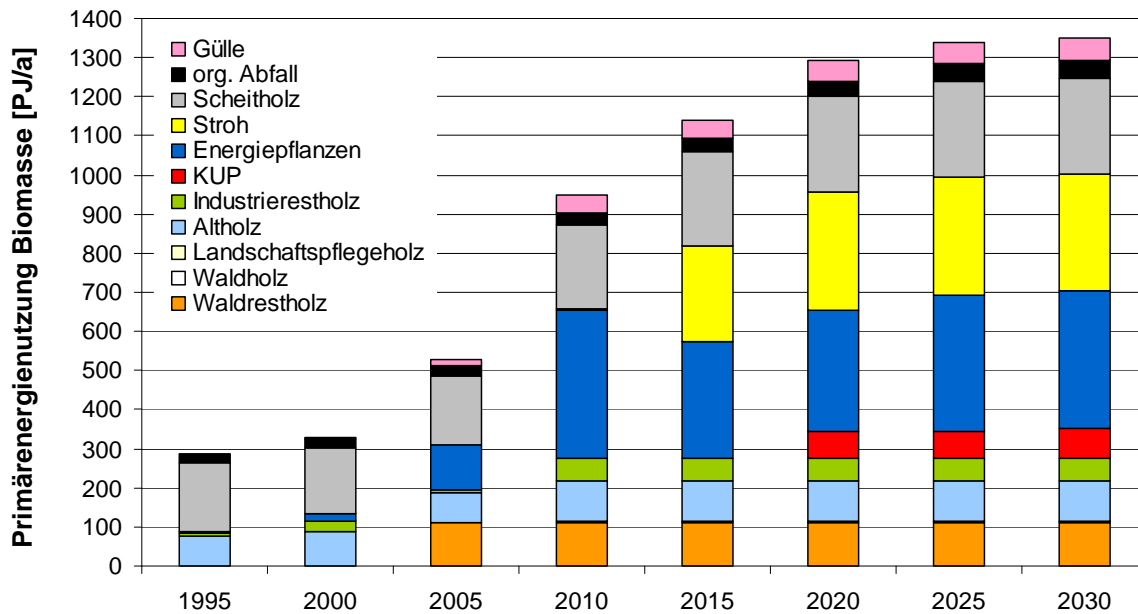


Abb. 4-5: Entwicklung der Primärenergienutzung in Form von heimischer Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)

Der größte Teil des Primärenergieverbrauchs wird durch die Holznutzung erbracht. Es werden vor allem Scheitholz, Waldrestholz, Industriorestholz und Altholz, dagegen deutlich weniger Waldholz (Teile des Sortimentes Industrieholz, welches normalerweise in die stoffliche Nutzung fließt) und Landschaftspflegeholz genutzt. Der Energiepflanzenanbau nimmt bis 2010 stark zu, wobei der Großteil auf den Anbau von Raps fällt. Auch auf die Strohpotenziale wird ab 2010 vermehrt zugegriffen. Gülle dient weiterhin als Rohstoff für die Biogasgewinnung, die Potenziale werden aber nicht vollständig genutzt.

Der Import von Biomasse und biogenen Sekundärenergieträgern beläuft sich auf rund 103 PJ/a im Jahr 2015 und geht bis zum Jahr 2030 auf etwa 71 PJ/a zurück. Es werden vorwiegend Rapssaat und RME aber auch Ethanol und Pflanzenöl importiert. Der Biomasseimport liegt damit deutlich unterhalb der 10 %-Marke. Damit zeigt sich, dass der Import sich nicht an der Obergrenze der möglichen Nutzungsvorgabe orientiert und im BAU Szenario eine eher untergeordnete Rolle spielt. Importierte Biomasse ist in Abb. 4-5 nicht enthalten.

Die Ergebnisse für die Entwicklung des gesamten End- und Primärenergieverbrauchs im Energiesystem Deutschland als auch der End- und Primärenergieverbrauch der Biomassenutzung im Szenario BAU ist in Tabelle 4-3 zusammengefasst.

Tabelle 4-3: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs im Szenario BAU

| | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PEV ¹ gesamt | EJ/a | 14,73 | 14,46 | 13,94 | 13,66 | 13,51 |
| PEV ¹ Biomasse | EJ/a | 0,95 | 1,14 | 1,29 | 1,34 | 1,35 |
| Anteil der Biomasse am PEV ¹ | % | 6,4 | 7,9 | 9,3 | 9,8 | 10,0 |
| EEV ² gesamt | EJ/a | 9,66 | 9,71 | 9,74 | 9,83 | 9,73 |
| EEV ² Biomasse | EJ/a | 0,67 | 0,75 | 0,83 | 0,84 | 0,84 |
| Anteil der Biomasse am EEV ² | % | 6,9 | 7,7 | 8,5 | 8,5 | 8,6 |

¹ PEV= Primärenergieverbrauch; ² EEV = Endenergieverbrauch

4.1.2 THG-Emissionen

Mit der Kombination von Technologien und fossilen und erneuerbaren Rohstoffen wie sie sich im Szenario BAU zur Deckung der Energienachfrage ergibt, entwickelt sich der Ausstoß von energiebedingten THG-Emissionen (CO₂-Äquivalente aus CO₂, CH₄ und N₂O) bis zum Jahr 2030 auf rund 766 Mio. t/a (vgl. Abb. 4-6).

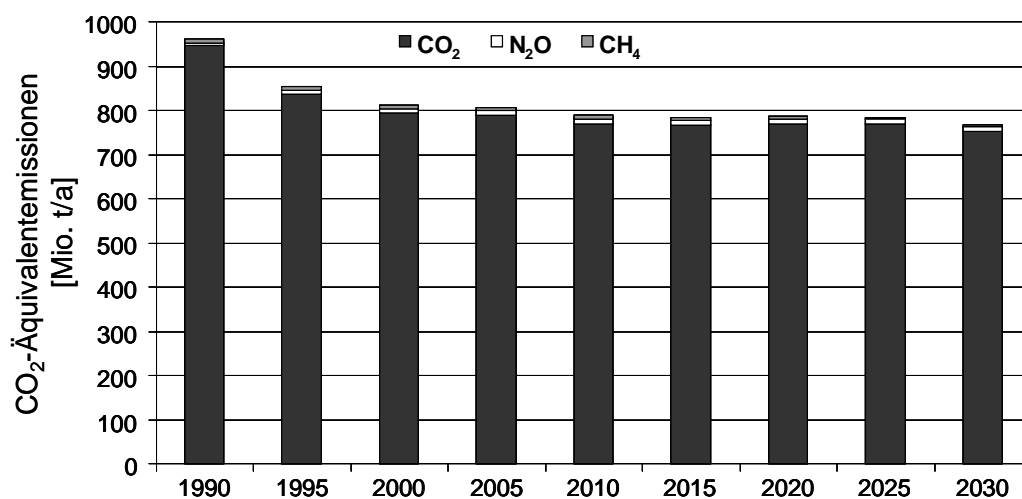


Abb. 4-6: Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen (CO₂-Äquivalente) in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)

Im Vergleich zum Jahr 1990, mit energiebedingten THG-Emissionen von 960 Mio.t /UBA 2008/, ist im Jahr 2030 mit energiebedingten THG-Emissionen von 766 Mio.t eine Minderung in Höhe von rund 194 Mio. t und damit ein 20,2 %iger Rückgang der Emissionen festzustellen. Die Ergebnisse zeigen, dass die von der Bundesregierung angestrebten Ziele zur Minderung der CO₂-Emissionen, bei einem Technologie- und Rohstoffmix wie im Szenario BAU unterstellt, nicht erreicht werden.

Dass ab dem Jahr 2000 das Niveau der THG-Emissionen trotz einer strukturellen Veränderung des Energiesystems weitgehend konstant bleibt, ist auf unterschiedliche Entwicklungen einzelner Energiebereitstellungsoptionen mit gegenläufigen Auswirkungen auf die THG-Emissionen zurückzuführen. Zum einen wird die Kernenergienutzung schrittweise verringert und gleichzeitig die Kohlenutzung erhöht. Beide Entwicklungen zusammen resultieren in einer Erhöhung der energiebedingten THG-Emissionen. Zu einer

Minderung der THG-Emissionen führen dagegen im gleichen Zeitraum die Zunahme der Biomassenutzung sowie die Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger. So nimmt vor allem die Strombereitstellung aus der Windenergienutzung von rund 6 PJ im Jahr 1995 auf 181 PJ (50,3 TWh) im Jahr 2030 zu. Die Endenergiebereitstellung aus Photovoltaik- (PV) und Erdwärmenutzung steigt bis 2030 auf 10 PJ (2,8 TWh) bzw. 21 PJ (5,8 TWh). Die Nutzung der Wasserenergie zur Bereitstellung von Strom bleibt von 1995 bis 2030 beinahe unverändert auf einem Niveau von rund 80 PJ/a (22,2 TWh). Insgesamt beträgt der Zuwachs bei der Endenergiebereitstellung aus anderen erneuerbaren Energieträgern als Biomasse rund 220 PJ (61,1 TWh) von 1995 bis 2030. Dagegen liegt der Zuwachs der Bioenergie (Endenergie) im gleichen Zeitraum bei 615 PJ (170,8 TWh) und damit beinahe drei Mal höher.

Der Einfluss der Biomassenutzung auf die Entwicklung der THG-Emissionen ist angesichts der Überlagerung der unterschiedlich ausgerichteten und z. T. gegenläufigen Entwicklungen nicht eindeutig zu quantifizieren. Um den Einfluss nachzuvollziehen, soll im Folgenden lediglich der Zeitraum von 2000 bis 2010 genauer betrachtet werden. Hier ist eine deutliche Senkung der Emissionen von 807 auf 788 Mio. t erkennbar. In diesem Zeitraum nimmt insbesondere die Biomassenutzung deutlich zu. Dagegen ist der Zuwachs der übrigen erneuerbaren Energieträger vergleichsweise gering. Auch die Kernenergie ist bis dahin nur teilweise zurückgegangen. Daher ist bis 2010 auch nur eine geringe Zunahme der Kohlenutzung zu verzeichnen. In der Zusammenschau ist daher die Minderung der THG-Emissionen insbesondere auf die verstärkte Nutzung von Biomasse zurückzuführen.

Ab 2010 nimmt die Steinkohlenutzung deutlich zu und die Nutzung von Kernenergie deutlich ab. Der Anstieg der Biomassenutzung sowie die Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger sind ab 2010 mit rund 220 PJ bis zum Jahr 2030 nur moderat. Dabei entfallen rund 130 PJ auf die Biomasse und rund 90 PJ auf andere. Durch das Zusammenwirken dieser Entwicklungen verläuft die Entwicklung der THG-Emissionen bis 2030 nahezu konstant.

4.1.3 Flächenbedarf und -nutzung

Der Flächenbedarf wird hier lediglich für die landwirtschaftliche Nutzfläche und damit für den Energiepflanzenanbau abgebildet. In Abb. 4-7 ist die Entwicklung der Flächennutzung unterteilt nach den unterschiedlichen Energiepflanzen dargestellt. Dabei wird deutlich, dass sich die Energiepflanzenproduktion an der oberen Grenze der Vorgaben (schrittweise Steigerung bis auf 4 Mio. ha im Jahr 2025) bewegt.

Der Großteil der landwirtschaftlichen Fläche wird für den Anbau von Raps genutzt. Des Weiteren werden sowohl Zuckerrübe und Getreide für die Ethanolproduktion als auch Mais, Getreide und Gras für die Biogasproduktion genutzt. Ab dem Jahr 2020 wird auch verstärkt Holz aus KUP genutzt. Der Rückgang des Zuckerrübenanbaus verläuft analog zum Rückgang der Ethanolnutzung. Bioethanol wird ab 2020 verstärkt aus lignocellulosehaltigem Material (hier Stroh) produziert.

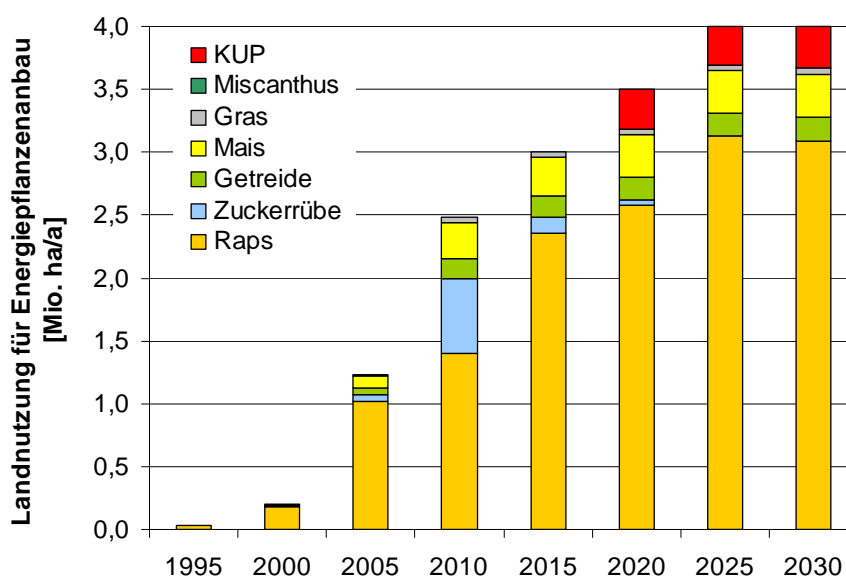


Abb. 4-7: Entwicklung der Flächennutzung für den Energiepflanzenanbau in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU)

4.2 Szenario „Treibhausgasminderung“ (BAU+THG)

Das Szenario BAU+THG unterscheidet vom Szenario BAU lediglich dadurch, dass hier die zukünftige Entwicklung der THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 von maximal 516 Mio. t/a vorgegeben wird. Das Szenario BAU+THG soll die Entwicklung der Biomassenutzung bei einer strikten Verfolgung der Ziele für den Klimaschutz abbilden.

4.2.1 Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs

Der Primärenergieverbrauch in Form von Biomasse und der Endenergieverbrauch in Form von Wärme, Strom und Kraftstoffen für das Szenario BAU+THG sind im Vergleich zum Szenario BAU höher. Die Entwicklung der Endenergiebereitstellung aus Biomasse im Szenario BAU+THG ist in Abb. 4-8 dargestellt. Insgesamt stellt die Endenergieträgerproduktion aus Biomasse rund 10,3 % des gesamten EEV im Jahr 2030 (vgl. Tabelle 4-10) und somit mehr als im Szenario BAU (8,6 %).

Das Maximum der Endenergieträgerproduktion von 1.003 PJ im Jahr 2020 ergibt sich durch einen gleichzeitigen und vergleichsweise starken Rückgang der Steinkohle, Erdöl- und Kernenergienutzung im Zeitraum von 2015 auf 2020, auf den die Biomassenutzung mit einer starken Zunahme reagiert. In den folgenden Jahren bis 2030 verbleibt die Biomassenutzung auf einem Niveau von 955 - 990 PJ/a.

Analog zum Szenario BAU erweist sich auch hier die Wärmeproduktion als die Nutzungsoption mit den höchsten Anteilen der gesamten Biomassenutzung. Mit einer Endenergiebereitstellung von 553 PJ im Jahr 2030 weist sie einen Anteil von 55,8 % an der gesamten Endenergieproduktion aus Biomasse auf. Die Kraftstoffproduktion steigt bis zum

Jahr 2030 auf 312 PJ/a und hat damit einen Anteil von 31,5 % am EEV aus Biomasse. Mit 127 PJ/a und 12,8 % Anteil am EEV aus Biomasse entwickelt sich die Strombereitstellung vergleichsweise moderat.

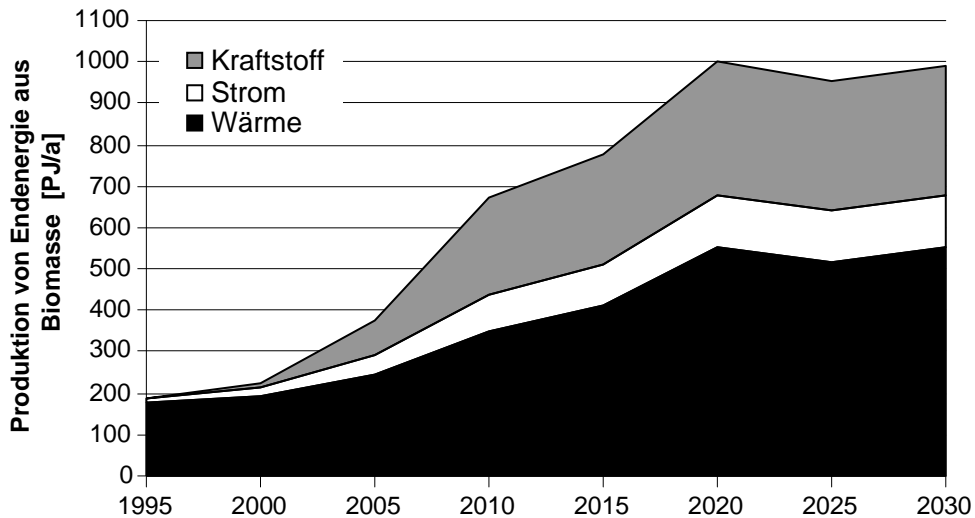


Abb. 4-8: Entwicklung der Bereitstellung der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 unter Berücksichtigung energie- und umweltpolitischer Ziele für erneuerbare Energien (Szenario BAU+THG)

Aus den Modellergebnissen geht hervor, dass für eine kostengünstige Reduzierung der THG-Emissionen die Biomassenutzung eine nennenswerte Rolle spielen kann. Über das vorgegebene Maß der Biomassenutzung im Rahmen der Untergrenzen der Entwicklungskorridore der einzelnen Technologien hinaus wird die Biomasse zur Erreichung ambitionierter THG-Minderungsziele (integriertes Energie- und Klimaprogramm) verstärkt genutzt.

Im Folgenden werden analog zu Kapitel 4.1 die Entwicklungen bei der Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung detailliert dargestellt und diskutiert.

Wärmebereitstellung

Im Vergleich zum Szenario BAU ergeben sich mit rund 550 PJ im Jahr 2030 bis auf die Höhe der Wärmebereitstellung keine grundlegenden Veränderungen. Die Nutzung von Scheitholz stellt die wichtigste Nutzungsform von Biomasse zur Wärmebereitstellung bis 2030 dar und hat sich mit einer Wärmebereitstellung von rund 240 PJ im Jahr 2030 gegenüber dem BAU-Szenario nochmals um etwa 45 PJ erhöht.

Daneben gewinnen die Nutzung von fester Biomasse in KWK-Anlagen, wie der Dampfturbine und dem ORC-Prozess, sowie die Biogasnutzung an Bedeutung. Diese tragen im Jahr 2030 mit rund 99 PJ/a (Dampfturbine), 51 PJ/a (Biogas) und 28 PJ/a (ORC) zusammen etwa mit 31 % zur Wärmebereitstellung aus Biomasse bei. Die reine

Wärmebereitstellung durch Heizwerke oder durch Pelletkessel ist im Vergleich zum Szenario BAU unverändert.

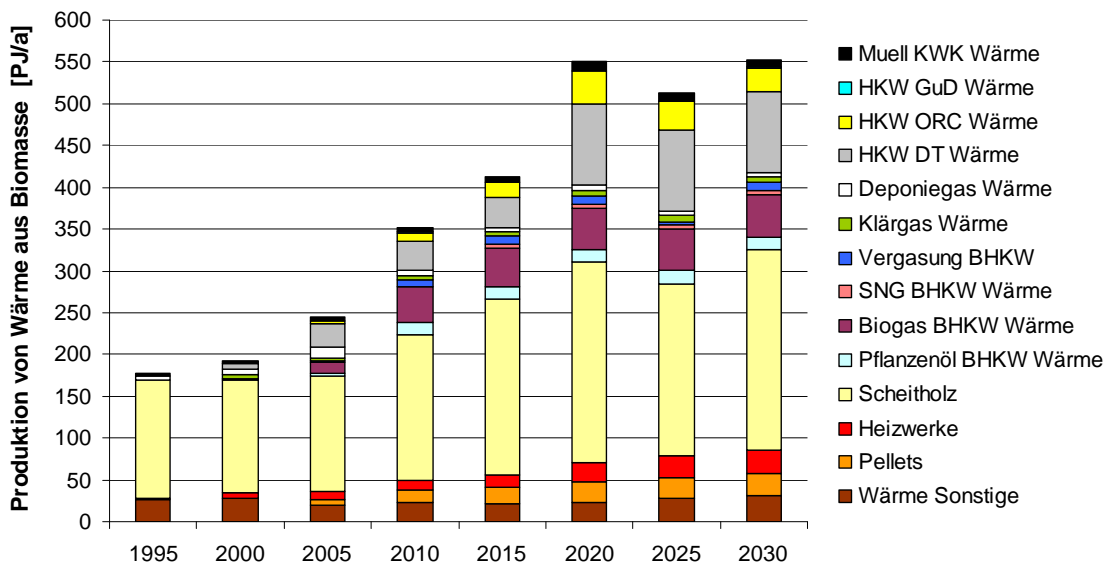


Abb. 4-9: Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der unterschiedlichen Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)

Strombereitstellung

Analog zur Wärmebereitstellung hat sich bei der Stromproduktion gegenüber dem Szenario BAU in der Zusammenstellung der genutzten Konversionstechnologien kaum eine Veränderung ergeben.

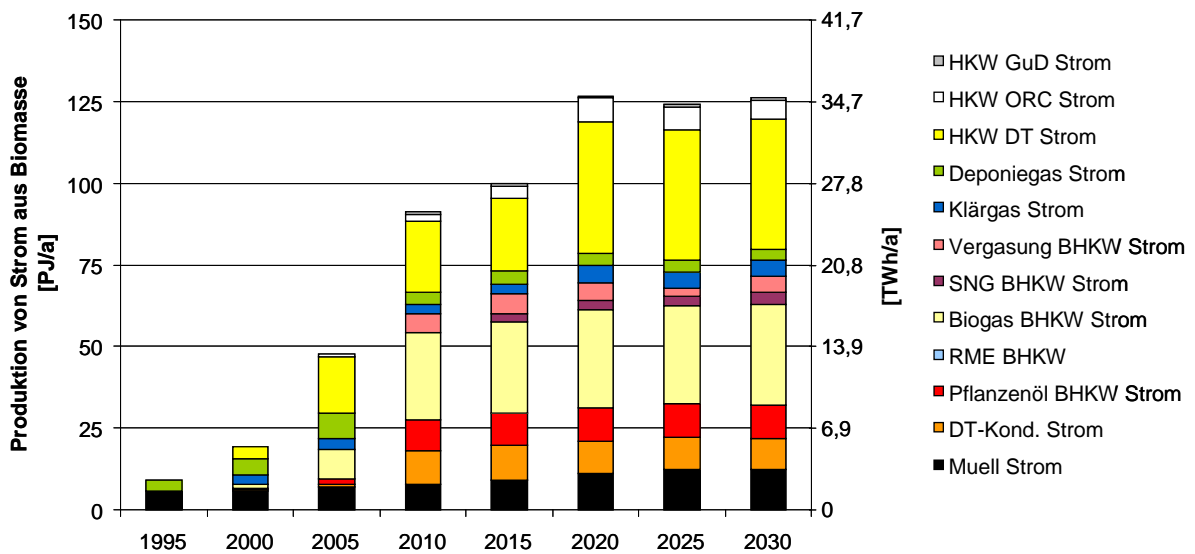


Abb. 4-10: Entwicklung der Strombereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)

Lediglich die Höhe der Stromproduktion bis zum Jahr 2030 ist mit rund 127 PJ/a im Vergleich zur Strombereitstellung im BAU-Szenario rund 19 PJ/a höher. Besonders ab dem Jahr 2020 entwickelt sich die Stromproduktion aus der Dampfturbine im KWK-Betrieb mit 40,6 PJ/a weiter als im BAU-Szenario (vgl. Abb. 4-10).

Kraftstoffbereitstellung

Bei der Kraftstoffbereitstellung ergibt sich die geringste Veränderung gegenüber dem Szenario BAU. Hier steigt lediglich die Nutzung von SNG (Biomethan) im Jahr 2020 auf 17,3 PJ/a deutlich an, sinkt jedoch in den folgenden Jahren wieder auf rund 6,8 PJ/a. Damit bestätigt sich das Ergebnis aus der Prozesskettenanalyse (Kapitel 3). Für eine effiziente Nutzung von Biomasse und eine kostengünstige Minderung der THG-Emissionen ist die Produktion von Biokraftstoff im Gegensatz zur Wärme- oder Strombereitstellung als eher nachteilig zu bewerten. Lediglich SNG aus Biogas (Rohstoff Gülle) erweist sich als ganzheitlich vorteilhaft.

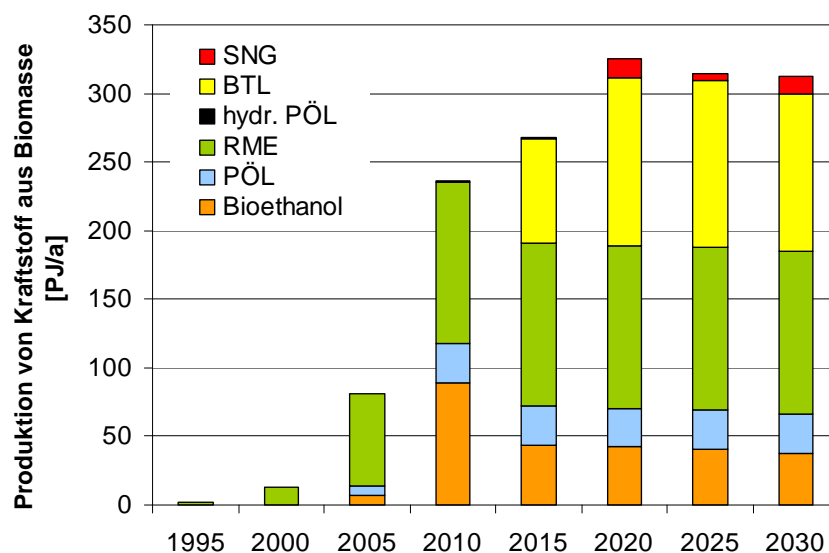


Abb. 4-11: Entwicklung der Kraftstoffbereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)

Primärenergieverbrauch

Analog zum Endenergieverbrauch steigt auch der Primärenergieverbrauch aus Biomasse im Szenario BAU+THG gegenüber dem PEV im BAU-Szenario an. Im Jahr 2020 erreicht der PEV aus Biomasse einen Wert von 1.743 PJ/a der bis zum Jahr 2030 auf 1.711 PJ/a zurückgeht. Im Gegensatz zum BAU-Szenario wird hier im Jahr 2020 auch der „teure“ Anteil des zusätzlich erschließbaren Waldrestholzes und des Waldholzes zur Erreichung der Minderungsziele genutzt.

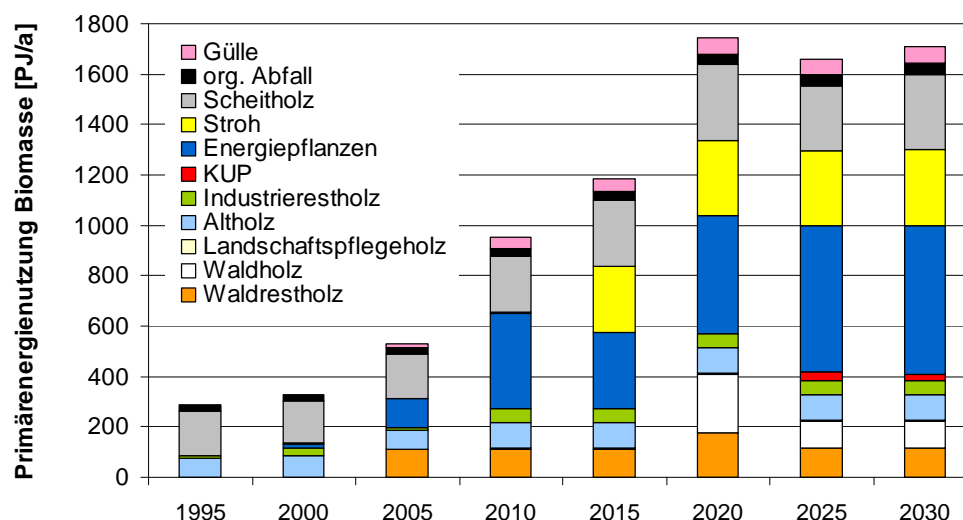


Abb. 4-12: Entwicklung der Primärenergienutzung in Form von heimischer Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)

Zur Einordnung des Primär- und Endenergieverbrauchs aus Biomasse in den gesamten PEV und EEV im Energiesystem Deutschland sind die Ergebnisse des Szenarios BAU+THG in Tabelle 4-4 zusammengefasst. Gegenüber dem Szenario BAU nimmt der Anteil der Biomasse sowohl beim PEV als auch beim EEV bis zum Jahr 2030 zu. Gegenüber dem Szenario BAU sinkt der PEV um etwa 1,8 EJ/a, der EEV verändert sich dagegen nur geringfügig. Der Rückgang im PEV lässt sich auf die deutlich gesteigerte Nutzung von Wind, Geothermie und Solarthermie zurückführen, da mit der Nutzung dieser erneuerbaren Energieträger und -quellen gegenüber der Nutzung fossiler Energieträger wie Kohle und Erdgas für die Bereitstellung der gleichen Menge an Endenergie ein deutlich geringerer PEV verbunden ist.

Tabelle 4-4: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs im Szenario BAU+THG

| | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PEV ¹ gesamt | EJ/a | 14,66 | 14,06 | 13,05 | 12,71 | 12,27 |
| PEV ¹ Biomasse | EJ/a | 0,95 | 1,19 | 1,74 | 1,66 | 1,71 |
| Anteil der Biomasse am PEV ¹ | % | 6,5 | 8,5 | 13,3 | 13,1 | 13,9 |
| EEV ² gesamt | EJ/a | 9,59 | 9,64 | 9,70 | 9,72 | 9,64 |
| EEV ² Biomasse | EJ/a | 0,67 | 0,78 | 1,00 | 0,95 | 0,99 |
| Anteil der Biomasse am EEV ² | % | 7,0 | 8,1 | 10,3 | 9,8 | 10,3 |

¹ PEV= Primärenergieverbrauch; ² EEV = Endenergieverbrauch

Die Bereitstellung von Endenergie aus anderen erneuerbaren Energieträgern und -quellen nimmt gegenüber dem Szenario BAU bis zum Jahr 2030 um 329 PJ/a zu. Dabei steigt die Windenergienutzung von 181 PJ/a (BAU) auf 286 PJ/a (BAU+THG), wobei rund 40 PJ/a aus der off-shore-Windenergie bereitgestellt werden. Die Erdwärmenutzung in Wärmepumpen steigt von 10 auf 121 PJ/a an und die solarthermische Bereitstellung von Endenergie auf 110 PJ/a.

4.2.2 THG-Emissionen und THG-Minderung gegenüber Szenario BAU

Durch das Erreichen der vorgegebenen THG-Minderungsziele ist im Szenario BAU+THG eine deutliche Minderung der THG-Emissionen gegenüber dem Szenario BAU zu erkennen (vgl. Tabelle 4-5). Diese beläuft sich im Jahr 2030 auf rund 260 Mio. t CO₂-Äquivalente.

Tabelle 4-5: THG-Emissionen der Szenarien BAU und BAU+THG und THG-Minderung gegenüber dem Szenario BAU in CO₂-Äquivalenten aus CO₂, N₂O und CH₄

| | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Mio. t CO ₂ -Äquivalente/a | | | | | |
| BAU+THG | 806,1 | 772,4 | 704,5 | 611,5 | 556,5 | 505,3 |
| BAU | 806,1 | 787,6 | 784,3 | 784,6 | 783,9 | 766,5 |
| <i>Emissionsminderung gegenüber BAU</i> | 0 | 14,8 | 79,8 | 140,0 | 227,4 | 261,2 |

Die Minderung der THG-Emissionen ist dabei das Resultat einer Vielzahl von einzelnen Veränderungen im Energiesystem Deutschland gegenüber dem Szenario BAU. Bei der Betrachtung des PEV (Kapitel 4.2.1) wurde bereits die Entwicklung der Biomassenutzung und der anderen erneuerbaren Energieträger diskutiert. Zudem verändern sich auch die relativen Anteile der unterschiedlichen fossilen Energieträger. Im Szenario BAU+THG wird deutlich weniger Stein- und Braunkohle und deutlich mehr Erdgas gegenüber dem Szenario BAU genutzt. Dies trägt zusätzlich zu der Erreichung der THG-Minderungsziele bei.

4.2.3 Kosten der Bioenergienutzung und THG-Minderungskosten

Die Mehrkosten durch die verstärkte energetische Biomassenutzung im Energiesystem werden über die Größe „Gesamtkosten“, wie sie im Modell als Ausgangsgröße ausgegeben wird, berechnet. Diese Größe ist zunächst in ihrer absoluten Wertigkeit nur schwer interpretierbar und besitzt geringe Aussagekraft, da sie aus der Minimierung der Gesamtheit aller auftretenden Kostengrößen an den unterschiedlichsten Stellen im Energiesystem resultiert. Sie stellt damit eine äußerst hoch aggregierte Größe mit geringem Bezug zu üblichen Kostengrößen zur Beschreibung ökonomischer Aspekte von Prozessketten oder Systemen dar.

Wird dagegen die relative Veränderung der Größe zwischen unterschiedlichen Szenarien betrachtet, so stellt die Kostendifferenz eine Grundlage für die Berechnung von absoluten Mehr- oder Minderkosten bestimmter Systemänderungen und damit auch der Kosten der Emissionsminderung dar. Damit ist die Herstellung einer kausalen Verbindung zwischen der Systemveränderung und der Kostenänderung und eine Ableitung und Interpretation der Mehr- bzw. Minderungskosten möglich. Die Kosten im Szenario BAU werden als Bezugsgröße für die relative Veränderung der Kosten im Szenario BAU+THG genutzt.

Die Gesamtkosten und damit auch die Mehr- und Minderungskosten werden in realen Werten bezogen auf das Jahr 2000 angegeben (EUR₂₀₀₀).

Mehrkosten

Nennenswerte Mehrkosten gegenüber dem Szenario BAU treten erst ab dem Jahr 2015 in Höhe von 1,64 Mrd. EUR₂₀₀₀ auf (vgl. Tabelle 4-6). Diese steigen für das Jahr 2020 sprunghaft auf 14,87 Mrd. EUR₂₀₀₀ an, sinken im Jahr 2025 leicht auf 14,48 Mrd. EUR₂₀₀₀ und steigen bis 2030 wiederum nur leicht auf 15,46 Mrd. EUR₂₀₀₀.

Sollen aus diesen Ergebnissen die Mehrkosten abgeleitet werden, die auf die verstärkte Biomassenutzung zurückzuführen sind, so muss der komplexe Strukturwandel im Energiesystem im Hinblick auf den Einfluss der Veränderungen bei der Biomassenutzung analysiert werden. Denn lediglich dort, wo der Strukturwandel auf die Biomassenutzung zurückzuführen ist, können die Veränderungen in den Gesamtkosten auch der Biomassenutzung zugeordnet werden.

Die Eindeutige Zuordnung ist allerdings aufgrund der Anzahl an gleichzeitig ablaufenden und zum Teil gegenläufigen Entwicklungen im Energiesystem weder bei der Analyse der einzelnen Szenarien noch beim Vergleich der beiden Szenarien BAU und BAU+THG möglich.

In keinem Zeitraum kann die Strukturänderung eindeutig der Veränderung der Biomassenutzung zugeordnet werden. Sowohl die Nutzung fossiler Energieträger als auch die Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger und -quellen verändert sich stetig und ist in den beiden Szenarien BAU und BAU+THG stark unterschiedlich.

THG-Minderungskosten

Wird die Kostendifferenz zwischen Szenario BAU und BAU+THG in Relation zur THG-Minderung gesetzt, so resultieren daraus die THG-Minderungskosten, die mit dem gesamten Strukturwandel im Energiesystem verbunden sind. Diese belaufen sich für das Jahr 2015 auf 16,6 EUR₂₀₀₀/t CO₂-Äquiv. und steigen im Jahr 2020 auf 106,2 EUR₂₀₀₀/t CO₂-Äquiv. In den folgenden Jahren gehen die Minderungskosten auf 63,7 (2025) bzw. 59,2 EUR₂₀₀₀/t CO₂-Äquiv. (2030) zurück (vgl. Tabelle 4-6).

Analog zu den Mehrkosten lässt sich die Minderung der THG-Emissionen in keinem Zeitraum eindeutig auf die Biomassenutzung zuordnen. Daher sind weder eine biomassespezifische THG-Minderung noch dementsprechende Minderungskosten identifizierbar.

Tabelle 4-6: Kosten der THG-Emissionsminderung (CO₂-Äquivalente aus CO₂, N₂O und CH₄) im Szenario BAU+THG gegenüber dem Szenario BAU

| | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-------------------------|---|---------------|--------------|---------------|--------------|--------------|
| Emissionsminderung | Mio. t CO ₂ -Äquiv. | -13,2 | 79,8 | 140,0 | 227,4 | 261,2 |
| Mehrkosten | Mrd. EUR ₂₀₀₀ . | 0,18 | 1,29 | 14,87 | 14,48 | 15,46 |
| <i>Minderungskosten</i> | <i>EUR₂₀₀₀/t CO₂-Äquiv.</i> | <i>-13,63</i> | <i>16,16</i> | <i>106,21</i> | <i>63,67</i> | <i>59,19</i> |

4.2.4 Flächenbedarf und -nutzung

Im Vergleich zum Szenario BAU wird deutlich, dass auch hier die gesamte zur Verfügung stehende landwirtschaftliche Fläche zum Anbau von Energiepflanzen genutzt wird. Im Gegensatz zum BAU-Szenario wird vor dem Hintergrund einer stärkeren THG-Minderung weniger Raps und mehr Miscanthus und KUP angebaut, die zum einen höhere Hektarerträge verbunden sind und zum anderen in Konversionsanlagen zur Bereitstellung von Wärme und Strom effizienter eingesetzt werden können als Raps zur RME-Produktion. Die Zuckerrübe als Rohstoff für die Ethanolproduktion wird durch Getreide und Mais sowie ab 2020 durch Stroh (Lignocellulose-Verfahren) ersetzt. Die geringere Produktion von Rapssaat wird durch einen verstärkten Import von RME (24 PJ/a), Pflanzenöl (32 PJ/a) und Rapssaat (44 PJ/a) kompensiert.

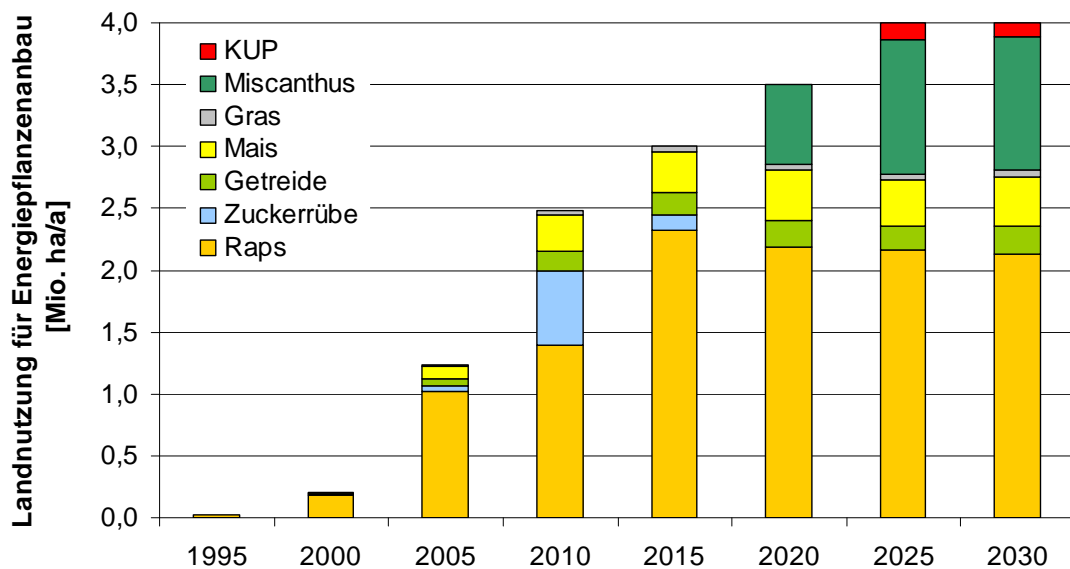


Abb. 4-13: Entwicklung der Flächennutzung für den Energiepflanzenanbau in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BAU+THG)

4.3 Szenario „Biomasse im Wettbewerb“ (BIW)

Im Szenario „Biomasse im Wettbewerb“ soll durch den Wegfall der Vorgaben für die Biomassenutzung und der Nutzung anderer erneuerbarer Energien ein freier Wettbewerb der Biomasse mit den konventionellen und anderen erneuerbaren Energieträgern und -quellen abgebildet werden. In Szenario BIW werden keine Vorgaben für die Entwicklung der THG-Emissionen gemacht.

Dieses Szenario besteht aus zwei Teilszenarien, nämlich „BIWmoderat“ und „BIWhoch“, die sich jeweils nur in dem Niveau der fossilen Energieträgerpreise unterscheiden (vgl. Tabelle 4-2). Ausgehend von den Annahmen im Teilszenario BIWmoderat erfahren die Preise für fossile Energieträger im Teilszenario BIWhoch eine Erhöhung. Dadurch wird die Schere zwischen den Kosten der Biomassenutzung und der konventionellen Energiebereitstellung

gegenüber dem Teilszenario BIWmoderat größer. Damit wäre ein Zuwachs bei der Biomassenutzung zu erwarten. Die Kosten für die biogenen Energieträger (vgl. Kapitel 4.1) verändern sich im Vergleich zum Szenario BAU und BAU+THG nicht.

4.3.1 Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs

Die Ergebnisse zeigen, dass Endenergieverbrauch aus Biomasse im Energiesystem Deutschland durch einen Wegfall der Vorgaben für die Biomassenutzung gegenüber dem BAU-Szenario sowohl im Fall des Teilszenario BIWmoderat als auch des Teilszenario BIWhoch deutlich um bis zu 51 - 52 % auf 404 bzw. 414 PJ/a im Jahre 2030 zurückgeht (vgl. Abb. 4-14).

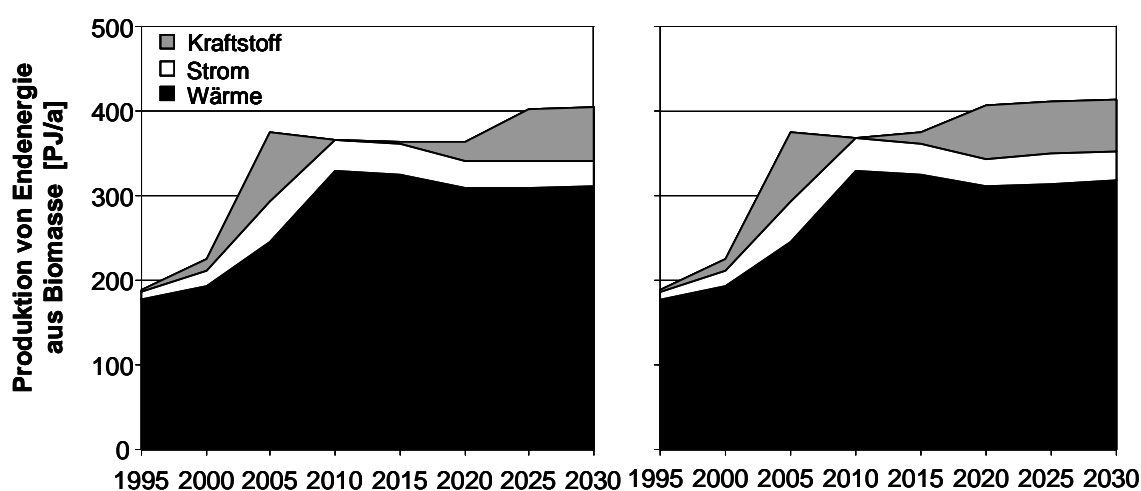


Abb. 4-14: Entwicklung der Bereitstellung der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 bei den 2 Teilszenarien BIWmoderat (links) und BIWhoch (rechts)

Dabei wird bei einem moderaten Preisniveau für fossile Energieträger das Niveau der Endenergiebereitstellung aus Biomasse, wie es historisch bereits in 2005 zu verzeichnen war, nach einem Rückgang erst im Jahr 2025 wieder erreicht.

Die Ergebnisse zeigen überdies, dass der Einfluss steigender Kosten für fossile Energieträger im Bereich der hier abgebildeten Spannbreite zwischen moderatem und hohem Preisniveau bis zum Jahr 2030 (vgl. Tabelle 4-2) auf die Entwicklung der Biomassenutzung nur relativ gering ist. Bei einem hohen Preisniveau ist ab dem Jahr 2015 eine leichte Zunahme der Endenergiebereitstellung gegenüber der Entwicklung bei einem moderaten Niveau zu erkennen, die sich nur noch geringfügig bis zum Jahr 2030 fortsetzt.

Die Wärmeproduktion geht in beiden Fällen gegenüber dem Szenario BAU vergleichsweise wenig, auf 311 (BIWmoderat) bzw. 318 PJ/a (BIWhoch) bis zum Jahr 2030 zurück. Die Stromproduktion reduziert sich deutlich um etwa 70 % auf rund 31 - 34 PJ/a in 2030. Besonders drastisch stellt sich der Rückgang bei den Kraftstoffen dar, deren Anteil in beiden Teilszenarien im Jahr 2010 auf 0 PJ/a zurückgeht. Im Teilszenario BIWmoderat wird die

Biokraftstoffproduktion ab 2020 wieder aufgenommen und steigt stufenweise auf bis zu 62 PJ/a im Jahr 2030. Dagegen wird dieses Niveau der Kraftstoffproduktion im Teilszenario BIW_{hoch} bereits im Jahr 2015 erreicht.

Im Zuge des Rückgangs der Biomassenutzung sinkt auch deren Anteil am PEV auf 3,8 – 3,9 % im Jahr 2010 und steigt nur geringfügig auf 4,0 – 4,9 % bis zum Jahr 2030 (vgl. Tabelle 4-7).

Es zeigt sich, dass in beiden Teilszenarien vornehmlich die Prozessketten der Wärmebereitstellung und der KWK-Nutzung Anwendung finden. Die Bereitstellung von Biokraftstoffen findet aufgrund der gegenüber den konventionellen Verfahren deutlich höheren Kosten in den Szenarien nur vergleichsweise geringe Anwendung. Wenn Biokraftstoffe genutzt werden, dann ist es in beiden Teilszenarien gasförmiger Kraftstoff aus Biogas. Dies bestätigt die Ergebnisse aus der Prozesskettenanalyse in Kapitel 3 und lässt den Schluss zu, dass bei einer ganzheitlichen und systemischen Betrachtung unter Wettbewerbsbedingungen im Energiesystem die Wärmebereitstellung aus Biomasse gefolgt von der KWK-Nutzung von Festbrennstoffen und der Bereitstellung von gasförmigem Kraftstoff als vorteilhaft zu bewerten sind.

Da sich gegenüber dem Teilszenario BIW_{moderat} nur geringfügige Veränderungen im Teilszenario BIW_{hoch} ergeben, werden im Folgenden die Ergebnisse des Teilszenarios BIW_{moderat} vorgestellt und diskutiert. Treten nennenswerte Unterschiede in den Ergebnissen der beiden Teilszenarien auf, so werden diese in der Diskussion aufgegriffen.

Wärmebereitstellung

Bei der detaillierten Betrachtung der Wärmebereitstellung wird deutlich, dass die Scheitholznutzung die dominierende Rolle bei der Biomassenutzung einnimmt (Abb. 4-15). Diese ist in beiden Teilszenarien mit 240 PJ/a im Jahr 2030 gleich. Mit deutlich geringeren Anteilen tragen am Ende des Betrachtungszeitraumes die Nutzung von Dampfturbinen in KWK-Betrieb (20,4 PJ/a) und Heizwerken (2,2 PJ/a) sowie die Klär- und Deponiegasnutzung (4,5 und 4,6 PJ/a) und die Müllverbrennung (8,2 PJ/a) zur Wärmebereitstellung bei. Die Nutzung von Pelletkesseln, ORC-Anlagen und Biogasanlagen läuft vor 2030 aus.

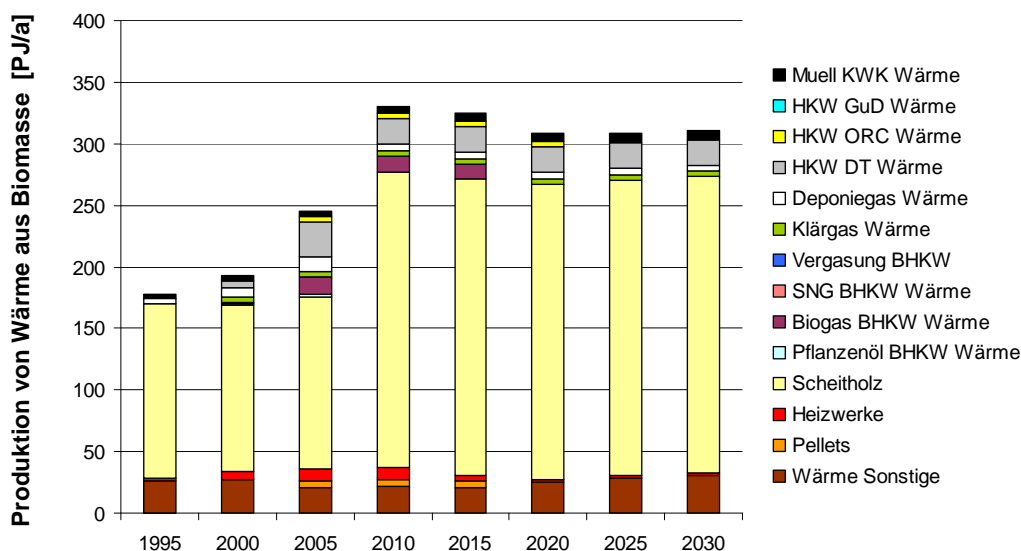


Abb. 4-15: Entwicklung der Wärmeproduktion aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 in PJ/a für das Teilszenario BIWmoderat

Strombereitstellung

Bei der Bereitstellung des Endenergieträgers Strom aus Biomasse ist ein deutlicher Rückgang ab dem Jahr 2005 zu erkennen (vgl. Abb. 4-16). Hohe Anteile an der Strombereitstellung weisen die Dampfturbinentechnologie im KWK-Betrieb und die Müllverbrennung auf. Die reine Strombereitstellung im Kondensationskraftwerken läuft bis zum Jahr 2025 aus. Analog zur Wärmebereitstellung läuft die Biogasnutzung in BHKWs und die Nutzung von ORC-Anlagen bis 2030 aus.

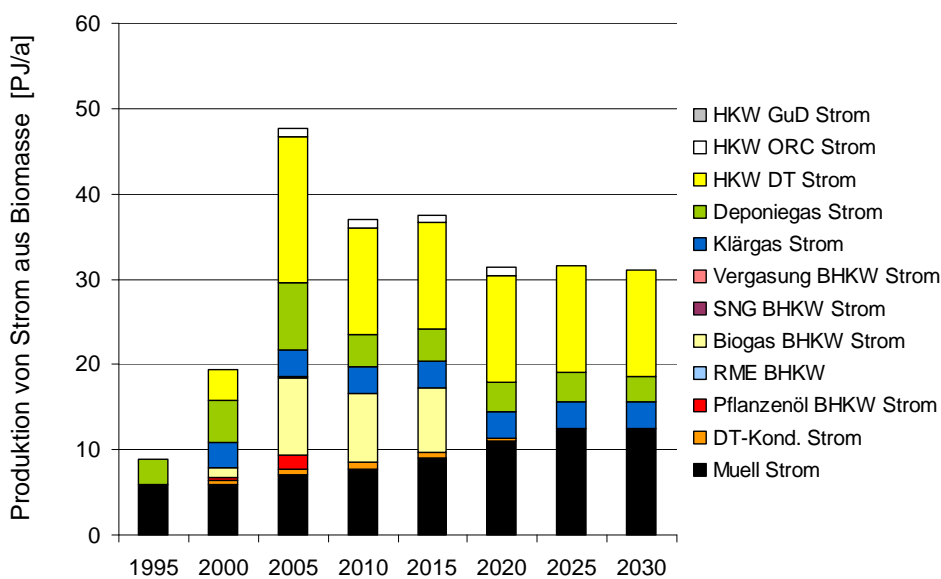


Abb. 4-16: Entwicklung der Stromproduktion aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 in PJ/a für das Teilszenario BIWmoderat

Kraftstoffbereitstellung

Die Nutzung von Biokraftstoff in den Teilszenarien BIWmoderat und BIWhoch nach 2005 beschränkt sich auf SNG aus Biogas. Als Rohstoff für die Biogasgewinnung dient dabei ausschließlich Gülle. Andere Biokraftstoffe finden keine Anwendung. In beiden Teilszenarien findet im Jahr 2010 keine Biokraftstoffproduktion statt. Im Jahr 2015 steigt die SNG-Nutzung auf 12 PJ/a im Szenario BIWhoch und erreicht im Jahr 2020 bereits ein Niveau von rund 62 PJ/a, welches bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes aufrecht erhalten wird. Im Szenario BIWmoderat wird diese Niveau nach einer Produktion von 1,8 PJ/a im Jahr 2015 und 24,2 PJ/a im Jahr 2020 erst im Jahr 2025 erreicht. Mit der Nutzung von Biogas aus Gülle wird damit nur eine vergleichsweise günstige und relativ effiziente Form der Kraftstoffgewinnung realisiert.

Primärenergieaufwand

Analog zu den Entwicklungen der Endenergiebereitstellung wird deutlich, dass im Vergleich zum Szenario BAU ein deutlicher Rückgang der Biomassenutzung zu verzeichnen ist (vgl. Abb. 4-17). Ab dem Jahr 2010 geht der Energiepflanzenanbau komplett zurück. Somit findet keine Nutzung landwirtschaftlicher Fläche zur ausschließlichen Bereitstellung von Bioenergieträgern statt. Es werden vorwiegend günstige Reststoffe wie Altholz, Stroh, Gülle oder der organische Teil des Abfalls genutzt. Zudem werden noch geringe Teile Waldrestholz und Landschaftspflegeholz genutzt.

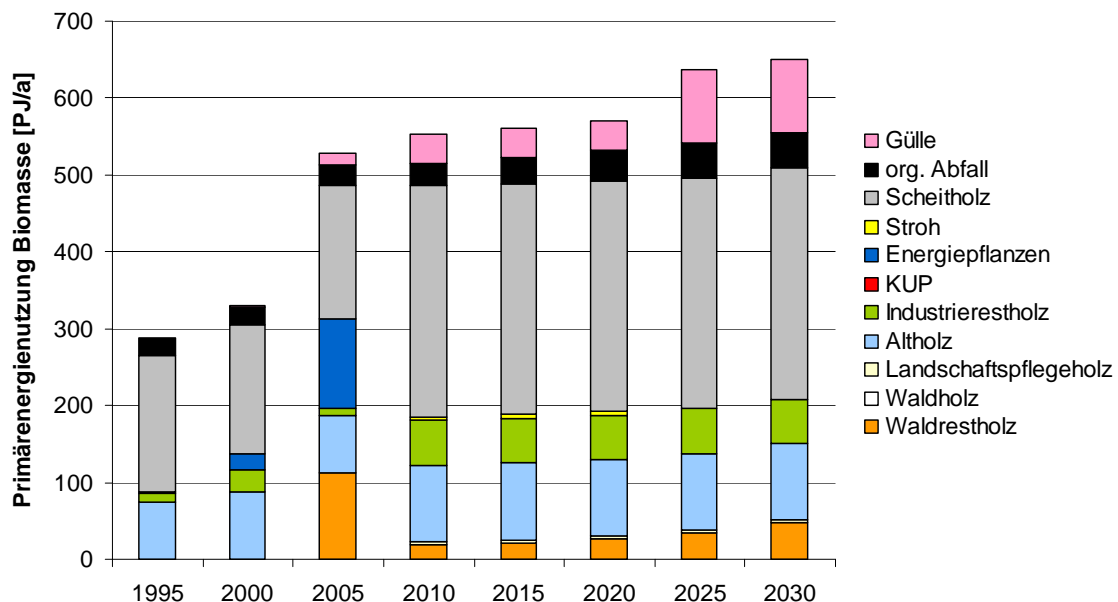


Abb. 4-17: Entwicklung der Primärenergienutzung in Form von heimischer Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BIWmoderat)

Analog zum Endenergieaufwand ist auch der Primärenergieaufwand der beiden Teilszenarien im Vergleich zum Szenario BAU um 51 - 52 % geringer. Die Ergebnisse zur Einordnung des

EEV und PEV aus Biomasse in den gesamten PEV und EEV im Energiesystem Deutschland im Szenario BIW sind in Tabelle 4-7 zusammengefasst.

Tabelle 4-7: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs in den Teilszenarien BIWmoderat und BIWhoch

| | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <i>Teilszenario BIWmoderat</i> | | | | | | |
| PEV ¹ gesamt | EJ/a | 14,43 | 14,19 | 13,68 | 13,48 | 13,31 |
| PEV ¹ Biomasse | EJ/a | 0,55 | 0,56 | 0,57 | 0,64 | 0,65 |
| Anteil der Biomasse am PEV ¹ | % | 3,8 | 3,9 | 4,2 | 4,7 | 4,9 |
| EEV ² gesamt | EJ/a | 9,63 | 9,72 | 9,74 | 9,76 | 9,64 |
| EEV ² Biomasse | EJ/a | 0,22 | 0,37 | 0,37 | 0,36 | 0,36 |
| Anteil der Biomasse am EEV ² | % | 2,3 | 3,8 | 3,8 | 3,7 | 3,7 |
| <i>Teilszenario BIWhoch</i> | | | | | | |
| PEV ¹ gesamt | EJ/a | 14,41 | 14,28 | 14,19 | 14,18 | 14,06 |
| PEV ¹ Biomasse | EJ/a | 0,56 | 0,58 | 0,64 | 0,65 | 0,66 |
| Anteil der Biomasse am PEV ¹ | % | 3,9 | 4,1 | 4,5 | 4,6 | 4,7 |
| EEV ² gesamt | EJ/a | 9,61 | 9,81 | 10,14 | 10,24 | 10,15 |
| EEV ² Biomasse | EJ/a | 0,37 | 0,37 | 0,41 | 0,41 | 0,41 |
| Anteil der Biomasse am EEV ² | % | 3,9 | 3,8 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |

¹ PEV= Primärenergieverbrauch; ² EEV = Endenergieverbrauch

4.3.2 THG-Emissionen

Beim Vergleich der Teilszenarien BIWmoderat und BIWhoch mit dem Szenario BAU wird deutlich, dass durch die geringere Biomassennutzung und Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger und -quellen deutliche Mehremissionen zu verzeichnen sind (vgl. Tabelle 4-8). Das Niveau der Emissionen in beiden Teilszenarien steigt im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2005 deutlich um 43,4 bis 134,1 Mio. t/a an.

Tabelle 4-8: THG-Emissionen der Teilszenarien BIWmoderat und BIWhoch und Mehremissionen gegenüber dem Szenario BAU in CO₂-Äquivalenten aus CO₂, N₂O und CH₄

| | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-------------------------------------|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Mio. t CO ₂ -Äquivalente/a | | | | | |
| BIWmoderat | 807,0 | 806,7 | 820,0 | 834,9 | 846,7 | 827,3 |
| BIWhoch | 807,0 | 806,7 | 825,2 | 891,9 | 926,7 | 918,0 |
| BAU | 807,0 | 806,9 | 787,6 | 784,3 | 784,6 | 783,9 |
| <i>Mehremissionen gegenüber BAU</i> | | | | | | |
| BIWmoderat | 0 | -0,2 | 32,4 | 50,6 | 62,1 | 43,4 |
| BIWhoch | 0 | -0,2 | 37,6 | 107,6 | 142,1 | 134,1 |

Im direkten Vergleich der beiden Teilszenarien BIWmoderat und BIWhoch ergeben sich für das Jahr 2030 im Teilszenario BIWhoch Mehremissionen von 90,7 Mio. t/a. Diese sind vor allem auf den Strukturwandel der konventionellen Energiebereitstellung zurückzuführen, da in beiden Teilszenarien der Umfang der Nutzung erneuerbarer Energieträger vergleichbar ist.

Im Szenario BIW_{hoch} wird deutlich mehr Steinkohle und deutlich weniger Erdgas genutzt als im Szenario BIW_{moderat}.

Insgesamt beliebt festzustellen, dass die hier untersuchte Bandbreite an Preisen für fossile Energieträger im Szenario BIW deutlich größere Auswirkungen auf die Struktur der konventionellen Energiebereitstellung aufweist als auf die Nutzung von Biomasse und anderer erneuerbarer Energieträger.

Die Nutzung von Biomasse wird dagegen stärker durch Vorgaben für die Biomassenutzung im Energiesystem beeinflusst als durch die hier untersuchten Preise der fossilen Energieträger.

4.3.3 Kosten der Bioenergienutzung und THG-Minderungskosten

Da hier vor allem der Einfluss der Strukturwandlung und nicht der Einfluss der Energieträgerpreise auf die Gesamtkosten im Energiesystem untersucht werden soll, werden im Folgenden lediglich das Teilszenario BIW_{moderat} und das Szenario BAU, in dem die Energieträgerpreise gleich sind, verglichen. Im Szenario BIW_{hoch} sind die auftretenden Mehrkosten gegenüber dem Szenario BAU und BIW_{moderat} vornehmlich auf die höheren Kosten für die fossilen Energieträger zurückzuführen.

Beim Vergleich der Gesamtkosten im Szenario BAU und dem Teilszenario BIW_{moderat} zeigen sich Mehrkosten von bis zu 17,7 Mrd. EUR₂₀₀₀ im Szenario BAU im Jahr 2030 (vgl. Tabelle 4-9).

Tabelle 4-9: Kostendifferenz der Energiebereitstellung im Teilszenario BIW_{moderat} gegenüber dem Szenario BAU

| | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Mrd. EUR ₂₀₀₀ /a | | | | | |
| Minderkosten | 0,00 | 15,02 | 12,63 | 15,23 | 16,53 | 17,71 |

Die Gesamtkosten nehmen im Teilszenario BIW_{moderat} gegenüber dem Szenario BAU ab. Dies ist zum einen auf den Rückgang der Biomassenutzung und zum anderen auf den Rückgang der Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger und -quellen zurückzuführen, die im Vergleich zu den konventionellen Alternativen mit höheren Kosten verbunden sind.

Sollen die Mehrkosten für die Biomassenutzung abgeschätzt werden, bietet sich bei den vorliegenden Ergebnissen ein Vergleich für das Teilszenario BIW_{moderat} und das Szenario BAU beschränkt auf die Jahre 2010 und 2015 an. Für diese Jahre beträgt der Rückgang der Kosten in Teilszenario BIW_{moderat} 12,6 bzw. 15,2 Mrd. EUR. Die Unterschiede in der Endenergiebereitstellung im Teilszenario BIW_{moderat} gegenüber dem Szenario BAU sind vor allem Dingen auf die Veränderung der Biomassenutzung zurückzuführen. Andere erneuerbare Energieträger und -quellen werden in diesen Jahren im Vergleich zum Szenario BAU in ähnlichem Maße genutzt. Im Szenario BAU beträgt die Endenergiebereitstellung aus anderen erneuerbaren Energieträgern und -quellen im Jahr 2010 rund 200 PJ/a (55 TWh) und

im Jahr 2015 etwa 216 PJ/a (60,0 TWh) aus Wind- und Wasserenergie. In den gleichen Jahren beträgt die Endenergiebereitstellung aus Wind- und Wasserenergie im Teilszenario BIWmoderat 194 PJ/a (54 TWh) bzw. 189 PJ/a (53 TWh). Daher ist die Minderung der Kosten gegenüber dem Szenario BAU in den beiden Jahren zum Großteil auf den Rückgang der Endenergiebereitstellung aus Biomasse zurückzuführen, der im Jahr 2010 etwa 304 PJ/a und im Jahr 2015 rund 388 PJ/a beträgt. Eine Abschätzung der Mehrkosten der Endenergiebereitstellung aus Biomasse ergibt demnach für die Jahre 2010 und 2015 rund 41,5 bzw. rund 39,3 Mio. EUR₂₀₀₀/PJ Endenergie. In den folgenden Jahren verändert sich auch die Nutzung der anderen erneuerbaren Energieträger stark. Damit ist eine eindeutige Zuordnung der Mehrkosten auf die Biomassenutzung nicht mehr ohne Weiteres möglich.

4.4 Szenario „Biomasse im Wettbewerb und THG-Minderungsziele“ (BIW+THG)

In diesem Szenario wird von einem moderaten Preisniveau für fossile Energieträger ausgegangen (vgl. Tabelle 4-1) und wie im Szenario BIW keine Vorgaben für die Entwicklung der Biomassenutzung gemacht. Im Gegensatz zum Szenario BIW werden hier allerdings die Klimaschutzziele im Hinblick auf eine Reduktion der THG-Emissionen (516 Mio. t/a im Jahr 2030) berücksichtigt.

Es ist zu erwarten, dass vergleichsweise kostenintensiven Pfade der Bioenergienutzung vom Modell nicht mehr zur Deckung der Energienachfrage herangezogen werden, es sein denn, deren Potenzial zur Minderung der THG-Emissionen ist demgegenüber vergleichsweise hoch. Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass das Erreichen der Minderungsziele bei einem Wegfall der Nutzungsvorgaben für Biomasse mit einer starken Veränderung der Technologie- und Rohstoffstruktur im Energiesystem Deutschland theoretisch möglich ist.

Zudem wird deutlich, dass eine strikte Verfolgung der Klimaschutzziele eine größere Auswirkung auf die Biomassenutzung im Energiesystem hat als eine Preissteigerung der fossilen Energieträger in dem hier untersuchten Rahmen.

4.4.1 Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs

Die Auswirkungen der THG-Minderung auf die Endenergieproduktion (vgl. Abb. 4-18) zeigen, dass für die Erreichung der THG-Minderungsziele, neben anderen strukturellen Veränderungen im Energiesystem auch eine erhöhte Nutzung von Biomasse sinnvoll ist.

Es wird deutlich, dass die energetische Biomassenutzung gegenüber dem Szenario BIW, welches keine THG-Restriktionen beinhaltet, um das Dreifache bis zum Jahr 2030 zunimmt. Im Vergleich zum Szenario BAU+THG ist im Jahr 2030 eine um 120 PJ/a höhere Endenergiebereitstellung aus Biomasse zu verzeichnen, was einer 12 %igen Erhöhung entspricht. Allerdings bewegt sich der EEV in den Jahren 2010 und 2015 mit 370 und 435 PJ/a auf einem deutlich niedrigeren Niveau als im Szenario BAU+THG.

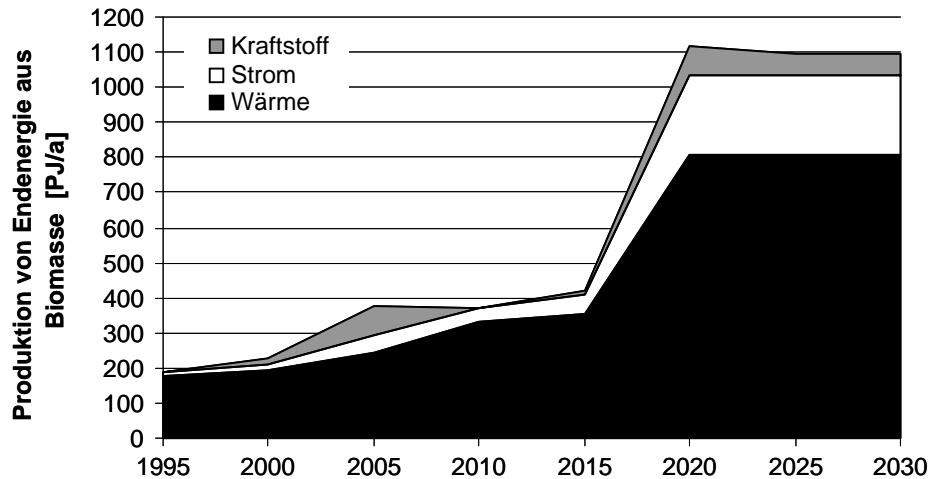


Abb. 4-18: Entwicklung der Bereitstellung der Endenergieträger Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BIW+THG)

Die Wärmebereitstellung übernimmt die wichtigste Rolle bei der Endenergiebereitstellung bis zum Jahr 2030. Sie weist im Jahr 2030 rund 810 PJ/a und damit rund 73,8 % der gesamten Endenergiebereitstellung aus Biomasse, auf. Die Bereitstellung von Strom beläuft sich am Ende des Betrachtungszeitraumes auf 226 PJ/a (64 TWh) und damit auf 20,5 % der Endenergiebereitstellung aus Biomasse. Im Jahr 2030 weist die Kraftstoffbereitstellung mit 62 PJ/a einen Anteil von 5,6 % am EEV aus Biomasse auf. Insgesamt trägt die Bereitstellung von Endenergie aus Biomasse zum gesamten EEV im Energiesystem Deutschland im Jahr 2030 rund 11,1% bei (vgl. Tabelle 4-10)

Auffällig ist der starke Anstieg zwischen den Jahren 2015 und 2020, der zum Großteil auf den Zuwachs bei der Wärmebereitstellung zurückzuführen ist. Ein solch starker Anstieg ist in der Realität eher nicht zu erwarten, da dies mit einem erheblichen Zubau von Produktionskapazitäten in einem sehr kurzen Zeitraum verbunden wäre. Diese Tatsache unterstreicht den theoretischen Charakter der Modellergebnisse sowohl im Hinblick auf den freien Wettbewerb zwischen der Biomasse und den fossilen Energieträgern als auch im Hinblick auf die Erreichung der durchaus optimistischen Klimaschutzziele bis zum Jahr 2030. Vor dem Hintergrund der Angaben des BMU /BMU 2008/ über die bereits sehr dynamische Entwicklung des EEV aus Biomasse in Deutschland (vgl. Kapitel 1.2 und Abb. 1-1) in den Jahren 2002 bis 2007 mit einem Zuwachs von rund 350 - 400 PJ/a lässt sich eine Entwicklung wie sie sich im Szenario BAU+THG in den Jahren 2015 bis 2020 ergibt als weniger unrealistisch bewerten.

Wärmebereitstellung

Die Wärmebereitstellung im Szenario BIW+THG unterscheidet sich zum einen hinsichtlich der Höhe als auch hinsichtlich der Technologiezusammensetzung deutlich von der im Szenario BAU+THG (vgl. Abb. 4-19). Hier nehmen neben der Scheitholznutzung auch die

Dampfturbine, die Vergasung und die ORC-Technologie eine wichtige Stellung ein. Andere Alternativen, wie die Nutzung von Biogas und aufbereitetem Biogas (SNG), die Klär- und Deponiegasnutzung sowie die Müllverbrennung und die Wärmebereitstellung in Heizwerken nehmen Nischenstellungen ein.

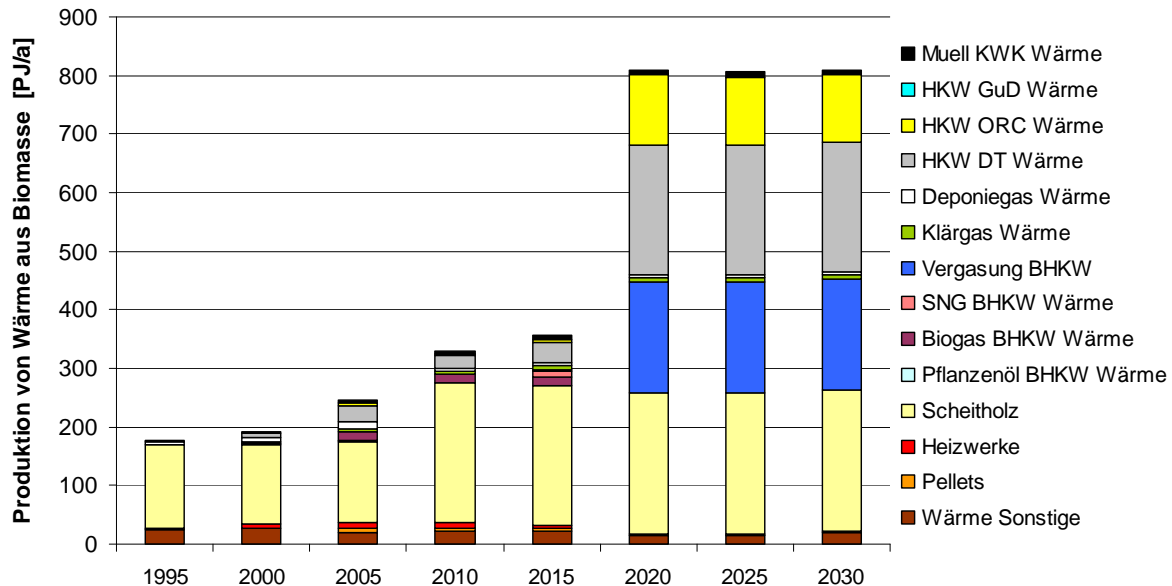


Abb. 4-19: Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der unterschiedlichen Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BIW+THG)

Die reine Wärmebereitstellung verliert zugunsten der Wärmeproduktion in KWK-Prozessen an Bedeutung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit der Substitution von konventionell erzeugtem Strom durch Strom aus Biomasse besonders hohe spezifische Minderungspotenziale verbunden sind und daher auch die KWK-Nutzung, bei der Strom als zweites Produkt neben der Wärme auftritt, an Bedeutung gewinnt.

Strombereitstellung

Analog zur Wärmebereitstellung sind auch bei der Strombereitstellung im Vergleich zum Szenario BAU+THG große Unterschiede sowohl in der Höhe der Stromproduktion als auch in der Zusammensetzung der Konversionstechnologien zu erkennen (vgl. Abb. 4-20).

Mit einer Produktion von 226 PJ/a (63 TWh/a) im Jahr 2030 im Szenario BIW+THG ist die Strombereitstellung rund doppelt so hoch wie im Szenario BAU+THG mit 126 PJ/a (35 TWh/a).

Im Gegensatz zum BAU-Szenario stellen hier die Vergasung mit anschließender Nutzung des Produktgases in einem BHKW (115 PJ/a; 32 TWh), die Dampfturbine in KWK-Betrieb (67 PJ/a, 18,6 TWh) und die ORC-Technologie (23 PJ/a; 6,4 TWh) die größten Anteile an der Strombereitstellung. Die reine Stromproduktion im Kondensationsbetrieb verliert an Bedeutung und läuft bis 2025 ganz aus. Die Verbrennung von Müll mit 13 PJ/a (3,6 TWh),

und die Nutzung von Klär- und Deponiegas mit 5 PJ/a (1,4 TWh) und 3 PJ/a (0,8 TWh), tragen darüber hinaus im Jahr 2030 in nennenswertem Maße zur Stromproduktion bei.

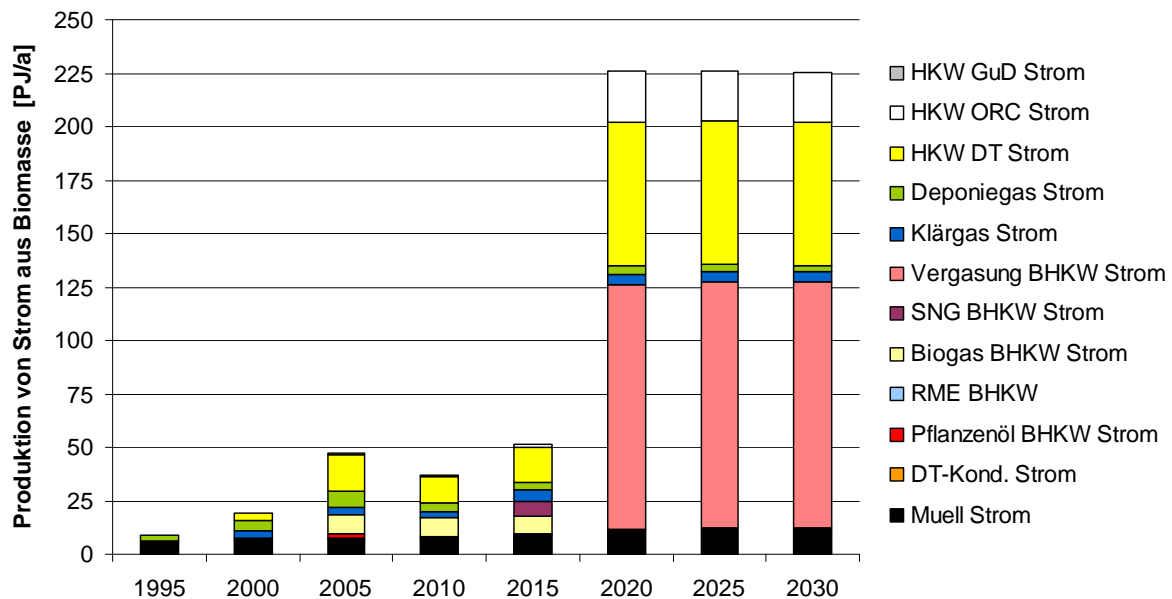


Abb. 4-20: Entwicklung der Strombereitstellung aus Biomasse in Deutschland und Anteile der Nutzungspfade bis zum Jahr 2030 (Szenario BIW-THG)

Kraftstoffbereitstellung

Ähnlich wie der Entwicklung im Szenario BIW wird hier im Szenario BIW+THG vorwiegend Biomethan aus Biogas (SNG) genutzt. Lediglich im Jahr 2020 wird RME im Umfang von 19 PJ importiert und genutzt.

Die Kraftstoffbereitstellung verzeichnet bis zum Jahr 2010 einen Rückgang auf 0 PJ/a und steigt ab dem Jahr 2015 mit 15 PJ/a auf 81 PJ/a in 2020. Danach geht die Nutzung von Biokraftstoff auf ein Niveau von 62 PJ/a zurück.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch bewegt sich im Vergleich zum Szenario BAU+THG, analog zum Endenergieverbrauch, in den Jahren 2010 und 2015 auf einem deutlich niedrigeren Niveau und ab dem Jahr 2020 auf einem leicht höheren Niveau. Im Jahr 2020 wird das Maximum von 1.826 PJ/a erreicht. In den folgenden Jahren sinkt der PEV auf 1.727 PJ/a (vgl. Abb. 4-21).

Es zeigt sich, dass bis zum Jahr 2015 besonders Scheitholz, Gülle, Altholz und Waldrestholz genutzt werden. In geringerem Maße wird Stroh und KUP aber auch Industrierestholz und organische Abfälle genutzt. Ab 2020 tritt die Nutzung von KUP (729 PJ/a bis 2030) als mehrjährige Energiepflanze in den Vordergrund. Einjährige Energiepflanzen werden nicht angebaut. Zudem steigt die Strohnutzung (300 PJ/a bis 2030) deutlich an. In geringerem Maße steigt die Nutzung von Waldholz und Waldrestholz. Die Scheitholznutzung verbleibt auf dem Niveau, welches sich ab 2010 einstellt (300 PJ/a). Die Nutzung von Industrierestholz,

Altholz und Gülle verändert sich gegenüber der Nutzung in 2015 nur geringfügig. Das Biomassepotenzial von rund 1.900 PJ/a im Jahr 2030 wird demnach größtenteils ausgeschöpft.

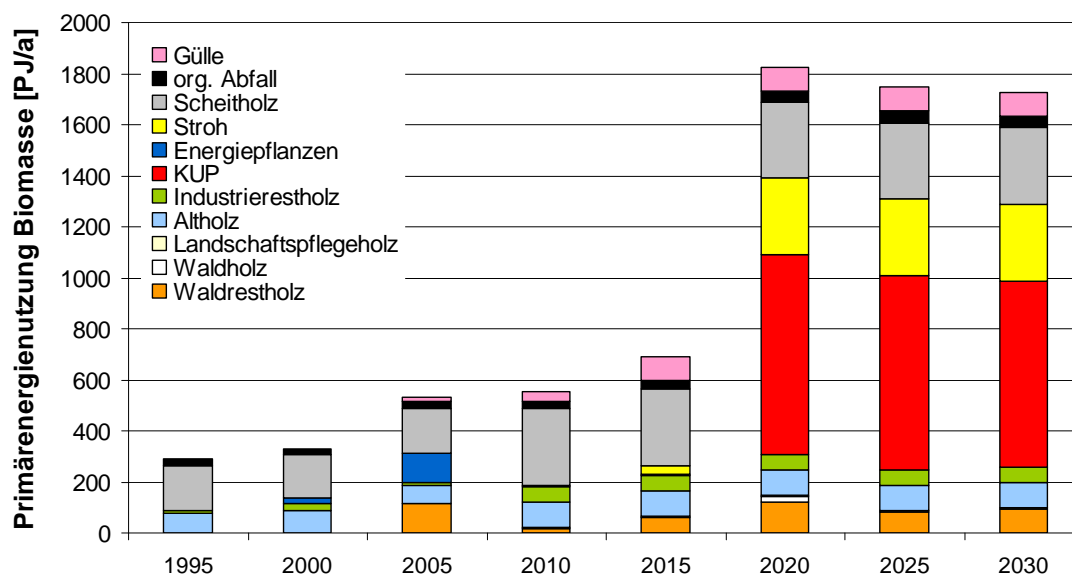


Abb. 4-21: Entwicklung der Primärenergienutzung in Form von heimischer Biomasse in Deutschland bis zum Jahr 2030 (Szenario BIW+THG)

Der Primärenergieaufwand in Form von Biomasse macht im Szenario BIW+THG im Jahr 2030 rund 14,5 % des gesamten PEV in Deutschland aus (vgl. Tabelle 4-10). Es wird deutlich, dass trotz eines vergleichbar hohen PEV in den Szenarien BAU+THG und BIW+THG der EEV im Szenario BIW+THG um rund 10 % höher ist. Das ist darauf zurückzuführen, dass hier mit der verstärkten Bereitstellung von Wärme und Strom und einer geringen Produktion von Biokraftstoffen deutlich effizientere Technologien eingesetzt werden.

Tabelle 4-10: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs im Szenario BIW+THG

| | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PEV ¹ gesamt | EJ/a | 14,37 | 13,74 | 13,16 | 12,72 | 12,35 |
| PEV ¹ Biomasse | EJ/a | 0,56 | 0,69 | 1,83 | 1,75 | 1,73 |
| Anteil der Biomasse am PEV ¹ | % | 3,9 | 5,0 | 13,9 | 13,8 | 14,0 |
| EEV ² gesamt | EJ/a | 9,62 | 9,70 | 10,01 | 10,03 | 9,93 |
| EEV ² Biomasse | EJ/a | 0,37 | 0,42 | 1,12 | 1,09 | 1,10 |
| Anteil der Biomasse am EEV ² | % | 3,9 | 4,3 | 11,2 | 10,9 | 11,1 |

¹ PEV = Primärenergieverbrauch; ² EEV = Endenergieverbrauch

4.4.2 Kosten der Bioenergienutzung

Die Differenz der Kosten für die Energiebereitstellung lässt sich aus dem Vergleich der beiden Szenarien BAU+THG und BIW+THG ableiten. Danach weist die Energiebereitstellung im Energiesystem im Szenario BIW+THG geringere Kosten gegenüber

dem BAU+THG-Szenario auf (vgl. Tabelle 4-9). Dies gilt für alle betrachteten Jahre, sowohl in den Jahren 2010 und 2015, in denen die Biomassenutzung im BIW+THG geringer ist als im Szenario BAU, als auch für die Jahre 2020 bis 2030, in der die Biomassenutzung höher liegt.

Tabelle 4-11: Kostendifferenz der Energiebereitstellung im Szenario BIW+THG gegenüber dem Szenario BAU+THG

| | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Mrd. EUR _{2000/a} | | | | | |
| Minderkosten | 0,00 | 15,12 | 11,66 | 16,95 | 13,00 | 14,56 |

Der vergleichsweise große Sprung in der Biomassenutzung im Zeitraum 2015 bis 2020 wird von einem ebenfalls sehr starken Anstieg der Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger und -quellen begleitet. Der Anstieg der Bereitstellung von Endenergie aus anderen erneuerbaren Energien beträgt in diesem Zeitraum rund 285 PJ/a (79,2 TWh/a). Damit ist trotz des hohen Anstieges von 675 PJ/a bei der Endenergiebereitstellung aus Biomasse eine eindeutige Zuordnung der Mehrkosten auf die Biomasse nicht möglich.

4.4.3 Flächenbedarf und -nutzung

Die zur Verfügung stehende Fläche für den Energiepflanzenanbau wird im Szenario BIW+THG nicht vollständig genutzt, im Jahr 2010 werden sogar keine Energiepflanzen angebaut. Ab 2015 werden keine einjährigen sondern nur noch mehrjährige Energiepflanzen, hier in Form von KUP, genutzt. Dabei wird das Potenzial für die Anbaufläche nicht vollständig genutzt. 2020 steigt die genutzte Landfläche von 0,03 auf 3,5 Mio. ha und geht danach auf 3,2 Mio. ha im Jahr 2030 zurück.

4.5 Fazit

Anhand der hier gezeigten Ergebnisse wird deutlich, dass die Biomassenutzung im Energiesystem Deutschland einen nennenswerten und vergleichsweise kostengünstigen Beitrag zu einer effizienten THG-Minderung leisten kann, bzw. dass bei einer konsequenten Umsetzung der Klimaschutzziele die Erhöhung der Biomassenutzung unter ganzheitlichen (technisch, ökonomisch, ökologisch) Aspekten eine sinnvolle Maßnahme darstellt. Sollen die energiebedingten THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf unter 516 Mio. t/a gesenkt werden, so kann die Biomassenutzung als eine begleitende Maßnahme zur Minderung der Braun- und Steinkohlenutzung zugunsten einer erhöhten Erdgasnutzung und einer Zunahme der Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger und -quellen eine bedeutende Stellung im Energiesystem einnehmen. Dabei reichen die heimischen Biomassepotenziale aus, um bis zu 14,0 % des Primärenergieverbrauchs zu decken bzw. rund 11,1 % zum Endenergieverbrauch beizutragen, wenn zudem die Struktur von Konversionstechnologien und Rohstoffen im

gesamten Energiesystem auf eine Reduzierung der energiebedingten THG-Emissionen ausgerichtet wird.

Die Ergebnisse machen zudem deutlich, dass sich der Einfluss der hier untersuchten Bandbreite für eine mögliche zukünftige Preisentwicklung bei fossilen Energieträgern auf die Biomassenutzung im Energiesystem als vergleichsweise gering erweist. Demgegenüber lässt sich feststellen, dass Fördermaßnahmen und energiepolitische Vorgaben einen großen Einfluss auf die Biomassenutzung aufweisen.

Die Ergebnisse des **Szenario BAU** (Kapitel 4.1), als eine Fortschreibung der aktuellen Entwicklungen auf der Grundlage energiepolitischer Zielsetzungen und der vorhandenen Biomasse- und Flächenpotenziale bis zum Jahr 2030, zeigen eine Steigerung der Endenergieproduktion aus Biomasse auf bis zu rund 840 PJ/a im Jahr 2030 und damit zu einem Anteil von 8,6 % des gesamten Endenergieverbrauchs. Mit einer korrespondierenden Biomassenutzung von 1.350 PJ/a im Jahr 2030 führt dies zu einem Anteil von 10,0 % des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Dabei werden insbesondere die Nutzung von Biokraftstoffen aufgrund der Beimischungsquote und die Produktion von Strom aufgrund des EEG /EEG 2004/ gegenüber dem heutigen Stand zunehmen. Die derzeit vorwiegend genutzten Biokraftstoffen RME und Ethanol aus Zucker und Stärke werden in naher Zukunft eine geringere Anwendung finden. Alternativ werden vorwiegend SNG aus Biogas und BTL genutzt. Die Wärmebereitstellung stellt im Szenario BAU auch zukünftig stets den größten Anteil der Endenergiebereitstellung aus Biomasse. Die Ergebnisse aus Kapitel 4.1 zeigen darüber hinaus, dass die von der Bundesregierung angestrebten Ziele zur Minderung der THG-Emissionen /Bundesregierung 2007a/ bei einem Technologie- und Rohstoffmix, wie im Szenario BAU unterstellt, nicht erreicht werden.

Die Ergebnisse des **Szenario BAU+THG**, in dem zusätzlich eine Minderung der THG-Emissionen auf 516 Mio. t/a im Jahr 2030 vorgegeben ist, zeigen, dass die Endenergiebereitstellung aus Biomasse durch eine konsequente Verfolgung der Klimaschutzziele bis zum Jahr 2030 deutlich zunehmen kann. Im Modell steigt sie auf ein Niveau von rund 1.000 PJ/a (10,3 % des EEV). Der Anteil der Biomassenutzung (1.170 PJ/a) am gesamten PEV beträgt im Jahr 2030 in diesem Fall 13,9 %. Dabei nimmt im Vergleich zum Jahr 2010 vor allem die KWK-Nutzung von Biomasse bis 2030 zu.

Werden keine Vorgaben für die Nutzung von Biomasse berücksichtigt (**Szenario BIW** mit den Teilszenarien BIWmoderat und BIWhoch) und damit ein Wegfall der Biomasseförderung simuliert, wird damit deren Einfluss auf die Biomassenutzung verdeutlicht. Gegenüber dem Szenario BAU ist dabei ein deutlicher Rückgang der Endenergiebereitstellung aus Biomasse festzustellen. Im Modell sinkt sie auf ein Niveau von rund 404 - 414 PJ/a (3,7 - 4,0 % des EEV). Dabei gehen insbesondere die Stromproduktion und die Bereitstellung von flüssigen Biokraftstoffen der 1. und 2. Generation zurück. Kraftstoff wird in geringen Maßen in Form von Biomethan (SNG) aus Biogas genutzt. Mit einer Biomassenutzung von 650 - 660 PJ/a, die vor allem durch die Nutzung von Reststoffen bestimmt wird, trägt die Biomasse in diesem

Fall im Jahr 2030 lediglich zu rund 4,0 - 4,7 % zum gesamten Primärenergiebedarf bei. Energiepflanzen werden in diesem Szenario nach 2005 nicht mehr genutzt.

Werden im **Szenario BIW+THG** wiederum zusätzlich klimapolitische Zielstellungen verfolgt, so erreicht die Endenergiebereitstellung aus Biomasse das Niveau des Szenario BAU und geht mit 1.079 PJ/a bis zum Jahr 2030 sogar darüber hinaus. Dabei zeigt sich der höchste Anteil am gesamten EEV von 11,1 % bei allen Szenarien. Analog dazu ist mit 1.727 PJ/a der Anteil der Biomassenutzung am PEV bei 14,0 % ebenfalls am höchsten. Dabei wird vergleichsweise wenig Biokraftstoff bereitgestellt und die Biomasse zumeist in KWK-Anlagen oder zur Wärmebereitstellung genutzt.

Anhand der Ergebnisse der systemischen Bewertung und der Szenariobetrachtung lässt sich demnach unter ganzheitlichen Gesichtspunkten folgende Rangfolge vorteilhafter Nutzungsoptionen für eine effiziente und kostengünstige THG-Minderung ableiten:

1. Wärmebereitstellung / KWK-Nutzung von Festbrennstoffen
2. Bereitstellung gasförmiger Kraftstoffe (Biomethan bzw. SNG)
3. Biogas BHKW mit hoher Wärmenutzung
4. flüssige Kraftstoffe (1. und 2. Generation) / Stromproduktion (Kondensationsbetrieb)

Damit bestätigen die Ergebnisse der systemischen Bewertung die Ergebnisse der Prozesskettenanalyse (Kapitel 3).

Eine kritische Betrachtung der hier dargestellten Ergebnisse lässt folgende Einschränkungen der Aussagekraft zu. Die im Modell hinterlegten Auslegungen der KWK-Anlagen sind auf eine möglichst optimale Wärmenutzung gerichtet. Die Ergebnisse sind dementsprechend zu interpretieren. In der Praxis zeigen sich die Vorteile der KWK-Anlagen nur, wenn die Wärme möglichst vollständig genutzt wird. Bei geringen Wärmenutzungsgraden mindern sich die Vorteile der KWK-Nutzung gegenüber z. B. der Stromproduktion im Kondensationsbetrieb oder der Kraftstoffbereitstellung.

Zudem sei an dieser Stelle nochmals auf die Rolle der Nebenprodukte hingewiesen. Vor allem bei der Produktion von Biokraftstoff der 1. Generation fallen Nebenprodukte an, die auch energetisch genutzt werden können. Damit besteht die Möglichkeit die Energiebilanz effizienter zu gestalten und auch die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen. Auch eine verstärkte stoffliche Nutzung kann die Wirtschaftlichkeit erhöhen. Eine energetische Nutzung der Nebenprodukte wurde bei der Modellierung und systemischen Bewertung nicht berücksichtigt.

5. Zusammenfassung

Die hier erarbeiteten Ergebnisse zeigen, dass durch die Nutzung heimischer Biomasse- und Flächenpotenziale ein nennenswerter Beitrag zur Minderung der energiebedingten THG-Emissionen und zur Substitution fossiler Energieträger im Energiesystem Deutschland geleistet werden kann. Rund 1.100 PJ/a an Endenergie in Form von Wärme, Strom und Kraftstoff können bei einer konsequenten Verfolgung der Klimaschutzziele bis zum Jahr 2030 durch Biomasse bereitgestellt werden. Damit kann im Jahr 2030 ein Anteil der heimischen Biomasse am Primärenergieverbrauch in Deutschland von rund 14,0 % und ein Anteil der Bioenergie am Endenergieverbrauch von 11,1 % erreicht werden. Unter der Voraussetzung einer möglichst effizienten Biomassenutzung, beläuft sich das Potenzial zur Minderung der THG-Emissionen durch die Nutzung heimischer Biomasseressourcen auf bis zu 57 Mio. t/a. Werden die hier vorgestellten Ergebnisse vor dem Hintergrund der umwelt- und energiepolitischen Erwartungen und Zielsetzungen (/Bundesregierung 2007a/, /Kyoto 1998/) an die Biomassenutzung, wie

- die Reduktion der energiebedingten THG-Emissionen,
- die Substitution fossiler Energieträger und
- die Realisierung dieser beiden Ziele bei möglichst geringen Kosten,

bewertet, so lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ableiten.

Die **Wärmebereitstellung** erweist sich unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und ökologischer Gesichtspunkte als die vorteilhafteste Option der energetischen Biomassenutzung. Sie weist eine hohe Gesamteffizienz, ein hohes Substitutionspotenzial für fossile Energieträger, ein hohes Potenzial für die THG-Minderung und zudem vergleichsweise niedrige Kosten sowie einen ausgereiften Stand der Konversionstechnologie auf. Dabei ergeben sich nur geringe Unterschiede zwischen der hier untersuchten leitungsgebundenen Technologie (Heizwerk 5 MW_{th}) und der nicht-leitungsgebundenen Technologie (Pelletkessel 10 kW_{th}). Der stetige Zubau von Pelletkesseln und Biomasse-Heizwerken, wie er die letzten Jahre im Energiesystem Deutschland vollzogen wurde, ist im Hinblick auf die oben genannten Zielsetzungen somit als zielführend zu bewerten.

Ähnlich verhält es sich bei der **KWK-Nutzung** von Biomasse, wobei hier allerdings bei einer Bewertung deutlich zwischen der Nutzung von festen Brennstoffen (z. B. Holz, Stroh) und der Nutzung von Biogas differenziert werden sollte. Die KWK-Nutzung fester Bioenergieträger erweist sich als sinnvolle Alternative zur reinen Wärmebereitstellung. Zwar ist sowohl der Gesamtnutzungsgrad der Prozessketten als auch das Substitutionspotenzial für fossile Energieträger bei der KWK-Nutzung im Vergleich zur Wärmebereitstellung etwas geringer, jedoch können ein vergleichbares spezifisches THG-Minderungspotenzial und vergleichbare Gestehungskosten erreicht werden. Für die KWK-Nutzung gilt allerdings eine Vorteilhaftigkeit nur dann, wenn Nutzungskonzepte realisiert werden, die eine hohe Wärmeabnahme ggf. auch in den Sommermonaten aufweisen. Anderenfalls ist eine getrennte

Strom- und Wärmeproduktion als vorteilhafter zu bewerten. Dies trifft insbesondere auf die Nutzung von Biogas in KWK-Anlagen zu. Hier zeigt sich deutlich, dass eine Biogasnutzung mit einer geringen Nutzung der anfallenden Wärme, wie es derzeit in Deutschland oft der Fall ist, geringe THG-Minderungspotenziale, geringe Gesamtnutzungsgrade und geringe Potenziale für die Substitution fossiler Energieträger aufweist. Im Falle der Biogasproduktion aus Energiepflanzen sind mit der Biogasnutzung zudem vergleichsweise sehr hohe Gesteungskosten verbunden. Wird die Abwärme vollständig genutzt, so sinken die Gesteungskosten leicht, jedoch steigen das Substitutionspotenzial für fossile Energieträger und der Gesamtnutzungsgrad der Prozesskette deutlich. Sowohl die Anzahl der KWK-Anlagen für Festbrennstoffe jedoch insbesondere die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Mit der Biogasnutzung zur Bereitstellung von Wärme und Strom werden vorhandene Gülle- und Energiepflanzenpotenziale allerdings vergleichsweise ineffizient genutzt und eine vergleichsweise geringe THG-Minderung realisiert.

Die Produktion von **Strom** in Dampfturbinen im Kondensationsbetrieb erweist sich aufgrund der vergleichsweise geringen Wirkungsgrade der Konversionstechnologie im Hinblick auf die Effizienz der Biomassenutzung als eher wenig vorteilhaft und zielführend. Die Gesteungskosten sind im Falle der Energiepflanzennutzung vergleichsweise sehr hoch, bei der Nutzung von günstigen Reststoffen (Altholz) dagegen eher gering. Das spezifische THG-Minderungspotenzial ist in Abhängigkeit der hier gewählten fossilen Referenz (Steinkohle-Kraftwerk) das höchste der untersuchten Nutzungspfade. Jedoch ist das Gesamtpotenzial für die THG-Minderung in Deutschland durch die Stromproduktion aufgrund der geringen Nutzungsgrade der Prozessketten und der beschränkten Biomassepotenziale eher gering. Das spezifische Substitutionspotenzial der Strombereitstellung ist als eher durchschnittlich zu bewerten. Die reine Stromproduktion findet derzeit in Deutschland zumeist in mittelgroßen Anlagen bis 20 MW_{el} Leistung statt. In der Regel wird hier Alt- und Restholz als Brennstoff genutzt.

Im Hinblick auf eine effiziente Biomassenutzung und einen umfangreichen Beitrag zur THG-Minderung ist es zu befürworten, dass die reine Stromproduktion aus Biomasse in Deutschland im Vergleich zur KWK-Nutzung derzeit eher einen geringen Stellenwert hat. Die Möglichkeiten, die sich durch eine Mitverbrennung von Biomasse in fossil gefeuerten Kraftwerken mittelgroßer und großer Leistung im Hinblick auf die energie- und umweltpolitischen Zielstellungen ergeben können, gilt es näher zu prüfen, da sich hier evtl. höhere Nutzungseffizienzen für Biomasse realisieren lassen. Eine Förderung der Mitverbrennung von Biomasse sollte vor dem Hintergrund solcher Erkenntnisse geprüft werden.

Bei der Betrachtung der **Biokraftstoffe** werden erhebliche Unterschiede zwischen den untersuchten Bereitstellungspfaden und Kraftstoffarten deutlich. Die Bereitstellung von

gasförmigem Kraftstoff (SNG aus Biogas) kann im Vergleich als eher vorteilhaft gegenüber den flüssigen Kraftstoffen bewertet werden. Diese Option zeichnet sich insbesondere durch eine hohe Gesamteffizienz, ein hohes Substitutionspotenzial für fossile Energieträger und im Falle der Energiepflanzennutzung auch durch hohe Flächenerträge aus. Dem gegenüber sind die Gesteungskosten besonders bei der Energiepflanzennutzung eher hoch und das Minderungspotenzial für THG-Emissionen eher gering. Bei den flüssigen Kraftstoffen sind deutliche Unterschiede zwischen den Biokraftstoffen der 1. und der 2. Generation zu erkennen. Die Biokraftstoffe der 1. Generation wie Biodiesel aus Raps (RME) und Ethanol aus stärke- oder zuckerhaltigen Rohstoffen weisen vergleichsweise geringe Gesamtnutzungsgrade, Flächenerträge und THG-Minderungspotenziale sowie ein geringes Substitutionspotenzial für fossile Energieträger auf. Dem stehen geringere Gesteungskosten als bei der Produktion von flüssigen Biokraftstoffen der 2. Generation (BTL, Ethanol aus Lignocellulose) und der Bereitstellung von Biomethan aus Energiepflanzen gegenüber. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Datengrundlage für die Prozessketten der Biokraftstoffe der 2. Generation als eher wenig belastbar bewertet werden muss, und der Stand der Technologieentwicklung noch nicht die Marktreife erreicht hat, zeigen diese Kraftstoffe gegenüber den Biokraftstoffen der 1. Generation nennenswerte Vorteile bei der Effizienz der Biomassenutzung sowie bei dem THG-Minderungs- und dem Substitutionspotenzial für fossile Energieträger. Die Gesteungskosten liegen allerdings noch deutlich oberhalb von RME und Ethanol aus Stärke oder Zucker. Insgesamt kann hier die Kraftstoffproduktion jedoch im Vergleich zur Wärmebereitstellung oder der KWK-Nutzung von Festbrennstoffen als eher weniger vorteilhaft bewertet werden. Die derzeitige Struktur der Biokraftstoffproduktion und -nutzung in Deutschland ist im Hinblick auf die großen Anteile von RME und Ethanol und vor dem Hintergrund der energie- und umweltpolitischen Ziele als nicht zielführend zu bewerten. In diesem Zusammenhang sind insbesondere der hohe Energieeinsatz und die geringen Konversionswirkungsgrade zu berücksichtigen, durch die sich der Gesamtwirkungsgrad der Prozessketten auf lediglich 20-25 % beläuft. Mit der Produktion von Biokraftstoffen der 2. Generation wie BTL-Kraftstoff oder in geringerem Maße auch Ethanol aus Lignocellulose kann eine deutliche Effizienzsteigerung bei der Kraftstoffbereitstellung erreicht werden.

Die Ergebnisse der direkten und isolierten Gegenüberstellung der hier betrachteten 55 Prozessketten zur energetischen Nutzung von Biomasse werden durch die Ergebnisse der **systemischen Analyse und Bewertung** mittels der modellgestützten Szenariobetrachtung bestätigt. Im Hinblick auf eine kostenoptimierte Bereitstellung und Nutzung von Bioenergie zeigt sich, dass besonders die Wärmebereitstellung und die Nutzung von fester Biomasse in KWK-Anlagen als vorteilhaft zu bewerten sind. Wird ausgehend von den Annahmen im Szenario BAU sowie BIW in beiden Fällen zudem eine konsequente Verfolgung der THG-Minderungsziele unterstellt (Szenarien BAU+THG und BIW+THG) steigt insbesondere die Wärmebereitstellung und die KWK-Nutzung von Biomasse an. Wird im Vergleich zum

Szenario BAU im Szenario BIW der Wegfall der Förderinstrumente für die Biomassenutzung simuliert, so wird deutlich, dass in diesem Fall verstärkt die Wärmebereitstellung, die KWK-Nutzung von Festbrennstoffen sowie in geringem Maße die Biokraftstoffbereitstellung aus Reststoffen in Form von SNG aus Biogas Anwendung finden. Eine KWK-Nutzung von Biogas, die Stromproduktion im Kondensationsbetrieb als auch die Nutzung von Biokraftstoffen der 1. Generation unterbleiben hier beinahe vollständig bzw. werden bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes (2030) deutlich verringert.

Nach den hier vorgestellten Analyse- und Bewertungsergebnissen kann im Hinblick auf die Erreichung energie- und umweltpolitischer Zielsetzungen und vor dem Hintergrund einer ganzheitlichen Betrachtung von technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten folgende Prioritätenliste für eine vorteilhafte und zielführende Biomassenutzung abgeleitet werden:

1. Wärmebereitstellung
2. KWK-Nutzung von Festbrennstoffen (z. B. Holz, Stroh)
3. Bereitstellung gasförmiger Kraftstoffe (Biomethan bzw. SNG)
4. Bereitstellung flüssiger Biokraftstoffe der 2. Generation / Stromproduktion im Kondensationsbetrieb / Biogas-Nutzung im BHKW mit hoher Wärmenutzung
5. Bereitstellung von flüssigen Biokraftstoffen der 1. Generation / Biogas-Nutzung im BHKW mit geringer Wärmenutzung

Aus den Ergebnissen lassen sich Schlussfolgerungen im Hinblick auf eine effiziente **Landnutzung** und **Energiepflanzenutzung** ableiten. Die Nutzung von KUP ist im Vergleich zu anderen Energiepflanzen mit hohen Massenerträgen und geringen stofflichen und energetischen Aufwendungen verbunden und führt zu einem Energieträger (Holz), für den die Nutzungstechnologien zur Bereitstellung von Wärme und Strom ausgereift sind. Hohe Massenerträge können auch mit Mais erreicht werden, der jedoch mit einem deutlich höheren Aufwand an Dünger und Pflanzenschutzmittel verbunden ist als mehrjährige Kulturen wie KUP (oder Miscanthus). Nach den hier erarbeiteten Ergebnissen sollte bei der Nutzung von Mais zur Biogasproduktion eher der Pfad der Aufbereitung des Gases zur Kraftstoffbereitstellung eingeschlagen werden, als der Pfad zur Verstromung mit geringen Wärmenutzungsgraden auf dem landwirtschaftlichen Hof.

Der Anbau von Raps zur Bereitstellung von Rapskorn als Rohstoff für die RME-Produktion weist vergleichsweise geringe Hektarerträge und einen hohen Aufwand an Dünger und Pflanzenschutzmittel auf. Der geringe Gesamtnutzungsgrad der Prozesskette zur Produktion von RME führt zu einer vergleichsweise wenig effizienten Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche beim Anbau und der Nutzung von Raps. Vor dem Hintergrund einer nachhaltigen Flächennutzung sollte darüber hinaus bei der Nutzung anderer Rohstoffe wie z. B. bei Waldrestholz und Stroh berücksichtigt werden, dass mit einer übermäßigen

Biomasseentnahme aus dem Ökosystem auch ein nennenswerter Nährstoffentzug verbunden ist, der ggf. durch Düngemaßnahmen ausgeglichen werden muss.

Die Nutzung von **Reststoffen** stellt sich nach den hier vorgestellten Ergebnissen stets deutlich günstiger im Hinblick auf die mit der energetischen Biomassenutzung verbundenen Zielsetzungen und Erwartungen, nämlich der kostengünstigen Vermeidung von THG-Emissionen und Substitution fossiler Energieträger, dar. Daher sollte bei einer zukünftigen Nutzung von Biomasse verstärkt auf die Reststoffpotenziale zugegriffen werden. Dies gilt insbesondere für die bisher kaum genutzten Strohpotenziale. Aufgrund der vergleichsweise geringen Gesamtpotenziale von Reststoffen ist allerdings der Beitrag, der damit zur THG-Minderung in Deutschland zu erwarten ist, eher gering.

Optimierungspotenzial für die Prozessketten besteht beispielsweise bei der Produktion von Biokraftstoffen der 1. Generation durch die energetische Nutzung der Koppelprodukte. Hier kann die Gesamteffizienz der Prozesskette durch eine Kombination unterschiedlicher Verfahren z. B. der Ethanolproduktion mit gekoppelter Schlempe- und Gärungsnutzung in einer Biogasanlage zur KWK oder der RME-Produktion mit einer energetischen Verwertung des Extraktionsschrots deutlich verbessert werden. Derzeit wird dieses Potenzial noch nicht voll ausgeschöpft, bzw. die Nebenprodukte werden eher einer stofflichen Verwertung zugeführt.

Die derzeit nur wenig effiziente Biogasnutzung weist im Hinblick auf die Wärmenutzung ein hohes theoretisches Optimierungspotenzial auf. Die vergleichsweise energie- und pflegeintensiven Energiepflanzen (Mais, GGP) werden zumeist nur uneffizient genutzt. Bei einer Steigerung des Wärmenutzungsgrades kann die Gesamtleistung der Biogasnutzung deutlich verbessert werden. Dies ist allerdings in der Praxis zumeist aufgrund der räumlichen Entfernung der Biogasanlage zu potenziellen Wärmeabnehmern nicht wirtschaftlich umsetzbar.

Eine Kombination von stofflicher und energetischer Nutzung, wie sie etwa im Konzept der Bioraffinerie umgesetzt wird, kann eine Alternative zur reinen Bioenergieproduktion darstellen. Allerdings ist die Auslegung solcher Konzepte zumeist nicht auf die Erzeugung von Bioenergieträgern optimiert. Ersetzen die stofflich genutzten Nebenprodukte zudem petrobasierte Materialien oder Stoffe, so kann das Substitutionspotenzial für fossile Rohstoffe trotz der geringen Ausbeute an Bioenergieträgern hoch sein. Hier besteht noch Forschungsbedarf.

Die Entwicklungen der heutigen und zukünftigen Konversionstechnologien sollten auch im Hinblick auf eine verstärkte Nutzung von halmgutartiger Biomasse vorangetrieben werden, damit die enormen Energiepflanzen- und Strohpotenziale möglichst effizient genutzt werden können. Zudem sollte bei der Produktion und Bereitstellung der Biomasse, vor allem in der Landwirtschaft, der Energieeinsatz verringert werden. Durch eine Anpassung mittels spezieller Züchtungen oder genetische veränderter Pflanzen, an die von der konventionellen Nahrungs- und Futtermittelproduktion abweichenden Ansprüche an die Pflanzen, können zusätzliche Potenzialsteigerungen und höhere Flächenerträge realisiert werden.

Literaturverzeichnis

- /Aretz und Hirschl 2007/ Biomassepotenziale in Deutschland – Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden, A. Aretz, B. Hirschl, Eberswalde, 2007
- /Backhaus und Schlichting 1984/ Der exergetische Wirkungsgrad, U. Backhaus, H.J. Schlichting, In: Der Physikunterricht 18/3, S. 58-61, 1984
- /BayStMLF 2000/ Ganzheitliche Systemanalyse zur Erzeugung und Anwendung von Biodiesel und Naturdiesel im Verkehrssektor, T. Dreier, P. Tzscheutschler, Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, München, 2000
- /BayStMLF 2003/ Ganzheitliche Systemanalyse zur Erzeugung und Anwendung von Bioethanol im Verkehrssektor, R. Igelspacher, Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, München, 2003
- /Becher 1997/ Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe – Energie- und Emissionsbilanzen, S. Becher, Dissertation an der Universität Stuttgart, 1997
- /Bentsen et al. 2006/ Energy balance of 2nd generation bioethanol production in Denmark, N. S. Bentsen, C. Felby, K. H. Ipsen, Royal Veterinary and Agricultural University, Danish Center for Forest, Landscape and Planning, 2006
- /BioKraftQuG 2006/ Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BioKraftQuG, 18. Dezember 2006, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2006 Teil I Nr. 62, Bonn, 21. Dezember 2006
- /BMU 2007/ Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung, Stand Juni 2007, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2007
- /BMU 2008/ Entwicklung der erneuerbaren Energie in Deutschland im Jahr 2007, Daten des Bundesumweltministeriums zur Entwicklung der erneuerbaren in Deutschland im Jahr 2007, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2008
- /BMWi 2007/ Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Statistik des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, <http://www.bmwi.de>, zuletzt besucht 16.10.2007
- /BMWi 2008/ Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Statistik des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, <http://www.bmwi.de>, zuletzt besucht 16.01.2009
- /Borken et al. 1999/ Basisdaten für ökologische Bilanzierungen, J. Borken, A. Patyk, G. Reinhardt, Vieweg Verlag Wiesbaden, 1999

-
- /Bundesamt für Energie 1998/ Energie aus Holz – Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz, T. Nussbaumer, P. Neuenschwander, P. Hasler, A. Jenni, R. Bühler, Bundesamt für Energie, Zürich, 1998
- /Bundesamt für Energie 2001/ Herstellung von Holzpellets, P. Hasler, T. Nussbaumer, Bundesamt für Energie, Zürich, 2001
- /Bundesamt für Energie 2007a/ Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen, Bundesamt für Energie, Bern, 2007
- /Bundesamt für Energie 2007b/ Wirtschaftlichkeit von heutigen Biomasse-Energieanlagen, Bundesamt für Energie, Bern, 2007
- /Bundesregierung 2007a/ Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm, die Bundesregierung, Berlin, 2007
- /Bundesregierung 2007b/ Klimaagenda 2020: Klimapolitik der Bundesregierung nach den Beschlüssen des Europäischen Rates, Regierungserklärung, Deutscher Bundestag, Redner: Bundesumweltminister Sigmar Gabriel, Berlin 26.04.2007
- /Choren 2004/ Choren Industries, persönliche Mitteilung, 2004
- /Choren 2009/ Choren Industries, <http://www.choren.com/de/>, zuletzt besucht am 17.01.09
- /DEPV 2008a/ <http://www.depv.de/marktdaten/entwicklung-pelletproduktion/>, Deutscher Energie-Pellet-Verband e.V., zuletzt besucht am 17.01.09
- /DEPV 2008b/ <http://www.depv.de/marktdaten/pelletheizungen/>, Deutscher Energie-Pellet-Verband e.V., zuletzt besucht am 17.01.09
- /Destatis 2008/ GENESIS-Datenbank des Statistischen Bundesamtes, <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/logon>; zuletzt besucht 20.11.2008
- /DIN EN ISO 14040/ Umweltmanagement Ökobilanz, Prinzipien und allgemeine Anforderungen Erläuterungen, Deutsches Institut für Normung DIN, 5 S., 1997
- /DIN EN ISO 14041/ Umweltmanagement Ökobilanz, Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens sowie Sachbilanz, Deutsches Institut für Normung DIN, 30 S., 1998
- /DIN EN ISO 14042/ Umweltmanagement Ökobilanz, Wirkungsabschätzung, Deutsches Institut für Normung DIN, 20 S., 2000
- /DIN EN ISO 14043/ Umweltmanagement Ökobilanz, Auswertung, Deutsches Institut für Normung DIN, 22 S., 2000
- /EEG 2004/ Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, Bundestag der Bundesrepublik Deutschland, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40, Bonn 2004

- /EEWärmeG 2008/ Erneuerbare Energien Wärmegesetz, Deutscher Bundestag, Drucksache 16/9476, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/094/1609476.pdf>, zuletzt besucht am 18.07.2008
- /Eltrop et al. 2006/ Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg, L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König, Forschungsbericht Band 98, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2006
- /EnergieStG 2006/ Energiesteuergesetz, Bundesministerium der Justiz, Stand 15.07.2006, Berlin, 2006
- /Eyrer 1996/ Ganzheitliche Bilanzierung Werkzeug zum Planen und Wirtschaften in Kreisläufen, P. Eyrer, Springer Verlag, Berlin 2004
- /FNR 2003a/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Bioethanol in Deutschland, N. Schmitz, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe Band 21, Landwirtschaftsverlag Münster 2003
- /FNR 2003b/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, H. Hartmann, K. Thuncke, A. Höldrich, P. Roßmann, Gülzow, 2003
- /FNR 2004/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Biomasse-Vergasung – Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung?, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe Band 24, Landwirtschaftsverlag Münster 2004
- /FNR 2005/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, Gülzow, 2005
- /FNR 2006a/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, Gülzow, 2006
- /FNR 2006b/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Gülzow, 2006
- /FNR 2006c/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Analyse und Evaluierung der thermo-chemischen Vergasung von Biomasse, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 29, Landwirtschaftsverlag Münster, 2006
- /FNR 2006d/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Biokraftstoffe eine vergleichende Analyse, Gülzow, 2006
- /FNR 2009/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., <http://www.nachwachsende-rohstoffe.de/cms35/Daten-und-Fakten.64.0.html?&spalte=3>, zuletzt besucht am 17.01.09

-
- /FZ 2006/ Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW, Forschungszentrum Jülich GmbH, 2006
- /Gemis 2006/ Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme, Version 4.2, Öko-Institut, 2006
- /Härdtlein et al. 2004/ Standardisierung biogener Festbrennstoffe. Härdtlein, M., Eltrop, L., Thrän, D., Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 23. Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2004
- /Henniges 2007/ Die Bioethanolproduktion, Wettbewerbsfähigkeit in Deutschland unter Berücksichtigung der internationalen Konkurrenz, O. Henniges, Dissertation, Universität Hohenheim, Josef Eul Verlag, Lohmar, 2007
- /Hettinga et al. 2007/ Technological learning in U.S. ethanol production, W. Hettinga, M. Jungiger, M. Hoogwijk, A. McAloon, K. Hicks, Proceedings of the 15th European Biomass Conference & Exhibition, Berlin, 2007
- /HMU 2007/ Potenziale und Perspektiven einer regionalen Erzeugung von Kraftstoffen aus Biomasse in Nordhessen, Hessisches Ministerium für Umwelt, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, Wiesbaden, 2007
- /Hochfeld und Jenseit 1998/ Allokation bei Ökobilanzen und der Berechnung des Kumulierten Energieaufwandes (KEA), C. Hochfeld, W. Jenseit, Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie e.V., Darmstadt, 1998
- /IE 2005a/ Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig, 2005
- /IE 2005b/ Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Band 2 von 4, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, 2005
- /Ifeu 2006/ Eine ökologische Einschätzung, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, G. Reinhardt, S. Gärtner, A. Patyk, N. Rettenmaier, Heidelberg 2006
- /IPCC 2001/ Intergovernmental Panel of Climate Change, Third Assessment Report
- /IUSE 2008/ Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008, Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT, Oberhausen, 2008
- /Kaltschmitt und Reinhardt 1997/ Nachwachsende Energieträger, Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung. M. Kaltschmitt, G. Reinhardt, Vieweg Verlag, Wiesbaden, 1997
- /Kaltschmitt und Hartmann 2001/ Energie aus Biomasse. M. Kaltschmitt, H. Hartmann, Springer Verlag, Berlin, 2001

- /Kaltschmitt und Hartmann 2002/ Biomasse als erneuerbarer Energieträger – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen erneuerbaren Energien. M. Kaltschmitt, und H. Hartmann, FNR-Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 3 (2.Auflage), Landwirtschaftsverlag Münster, 2002
- /KAM 2007/ Errichtung eines Biomasse-Kraftwerkes in Mannheim, Kraftanlagen München GmbH, http://www.ka-muenchen.de/uploads/media/BMKW_Mannheim.pdf, zuletzt besucht am 09.10.2007
- /Kolmetz 2002/ Das Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen Wärme, Kälte, Strom aus regionaler Biomasse – ein beispielhaftes Klimaschutzprojekt - , S. Kolmetz, V. Schäfer, Kompetenzzentrum Energie, Bergheim/Salzburg, 2002
- /Krenn/ Holzpelletierung Erfahrungen und Zahlen aus der Praxis, P. Krenn, Salmatec GmbH, Salzhausen, o.J.
- /KTBL 2004/ Betriebsplanung Landwirtschaft 2004/2005, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt, 2004
- /Kyoto 1998/ Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, United Nations 1998
- /Leible et al. 2003/ Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen. Bereitstellung und energetische Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte als Einkommensalternative für die Land- und Forstwirtschaft – Möglichkeiten, Chancen und Ziele. Leible et al., Wissenschaftliche Berichte FZKA 6882. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Forschungszentrum Karlsruhe, 2003
- /Leible 2006/ Rohstoffe für Biokraftstoffe der Zukunft – Bedeutung und Potenziale in Baden-Württemberg, Tagung „Mobil mit Biomasse“ am 27.11.06 in Stuttgart, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, L. Leible, Forschungszentrum Karlsruhe 2006
- /Leible et al. 2006/ „Kraftstoff, Wärme oder Strom aus Stroh und Waldrestholz – ein systemanalytischer Vergleich“, L. Leible, S. Kälber, E. Nieke, in „Biogene Kraftstoffe – Kraftstoffe der Zukunft?“, Schwerpunkt der Zeitschrift „Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis“ Heft 1/2006, Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruhe 2006
- /Leible et al. 2007/ Kraftstoff, Wärme oder Strom aus Stroh und Waldrestholz – eine systemanalytische Untersuchung, L. Leible, S. Kälber, G. Kappler, S. Lange, E. Nieke, P. Proplesch, D. Wintzer, B. Fürnbiß, Wissenschaftliche Berichte FZKA 7170, Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruhe 2006

-
- /Lensink et al. 2007/ Refuel: Potential and realizable cost reduction of 2nd generation biofuels, S. Lensink, E. Deurwaarder, M. Londo, M. Junginger, M. de Wit, Proceedings of the 15th European Biomass Conference & Exhibition, Berlin, 2007
- /LfL 2005/ Wirtschaftlicher Vergleich von nachwachsenden Rohstoffen, bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Agrarökonomie, München, 2005
- /Mantau 2004/ Holzrohstoffbilanz Deutschland –Bestandsaufnahme 2002; U. Mantau, Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, Arbeitsbereich Ökonomie der Holz- und Forstwirtschaft, Hamburg, 2004
- /Marheineke et al. 2000/ Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken, T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Freidrich, A. Voß, Forschungsbericht 74, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2000
- /Nahwärme Forum 2009/ <http://www.nahwaerme-forum.de/>, zuletzt besucht am 08.04.09
- /Nitsch et al. 2004/ Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Nitsch et al., Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, Berlin, 2004
- /Nussbaumer 2005/ Vergleich von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz, T. Nussbaumer, BWK, Band 57, Nr. 12, S. 59-61
- /Öko-Institut 2004/ Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, Öko-Institut e.V., Institut für angewandte Ökologie, Darmstadt, 2004
- /Pflanzliche Erzeugung 1992/ Pflanzliche Erzeugung, Grundlagen der Pflanzenproduktion, Die Landwirtschaft Band 1, BLV Verlagsgesellschaft München, 1992
- /Pölz und Salchenegger 2005/ Biogas im Verkehrssektor, Technische Möglichkeiten, Potenzial und Klimarelevanz, W. Pölz, S. Salchenegger Umweltbundesamt, Wien, 2005
- /Reith et al. 2002/ Co-production of bio-ethanol, electricity and heat from biomass wastes: potential and R&D issues, J.H. Reith, Netherlands Energy Research Foundation ECN, Petten, The Netherlands, 2002
- /Remme 2006/ Remme, U.; Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Dissertation an der Universität Stuttgart, IER Forschungsbericht Nr. 99, Stuttgart, 2006
- /Schmitz 2003/ Perspektiven der Bioethanolproduktion in Deutschland und der EU, N. Schmitz, Meo Consulting Team, Oberhausen, 2003
- /Schulz und Hebecker 2005/ Thermodynamische Analyse und Bewertung der Bioethanolherstellung, M. Schulz, D. Hebecker, Chemie Ingenieur Technik 6/2005, Bd. 77, 2005, S.792-798

- /SCLCI 2004/ Overview and Methodology. ecoinvent report No. 1, Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Doka G., Heck T., Hellweg S., Hirsch R., Nemecek T., Rebitzer G., Spielmann M.. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, 2004
- /SRU 2007/ Klimaschutz durch Biomasse, Sondergutachten, Sachverständigenrat für Umweltfragen, Berlin, 2007
- /Staiß 2003/ Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03, F. Staiß, Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein Verlag, Radebeul, 2003
- /Staiß et al. 2003/ Konkurrenzanalyse zur energetischen Biomassenutzung: Stationär oder mobil?, F. Staiß, H. Böhnisch, H. Seul, Fachtagung Forschungsverbund Sonnenenergie, Regenerative Kraftstoffe Entwicklungstrends, 2003
- /Staiß 2007/ Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007, F. Staiß, Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein Verlag, Radebeul, 2007
- /Statistisches Bundesamt 2009/ Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung, Bilanz der Elektrizitätsversorgung, Berlin, 2009
- /Theißing 2006/ Biogas Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze, M. Theißing, FH Joanneum Gesellschaft mbH, Wien, 2006
- /Tijmensen 2000/ The production of Fischer Tropsch liquids and power through biomass gasification, MJA Tijmensen, Universiteit Utrecht, 2000
- /UBA 2008/ Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, 1990-2007 (Arbeitsstand 12.11.2008), Umweltbundesamt, Dessau, 2008
- /Urban et al. 2006/ Technologien und Kosten der Erzeugung von SNG aus Biomasse, W-Urban, W. Althaus, M. Ising, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, DGMK-Fachbereichstagung „Energetische Nutzung von Biomassen“, 2006
- /VDI 1997/ Kumulierter Energieaufwand, Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden. VDI 4600, 19 S., S. 11, Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI) Düsseldorf, 1997
- /VDI 2004/ Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken, Verein Deutscher Ingenieure e. V., Düsseldorf 2004
- /Wall 2002/ Introduction to life support systems and sustainable development, G. Wall, 5th Internationale COPERNICUS Conference, Göteborg, Sweden, 2002
- /WBGU 2003/ Energiegewinnung aus Biomasse, externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 „Welt im Wandel: Energiewende und Nachhaltigkeit“, M. Kaltschmitt, D. Merten, N. Fröhlich, M. Nill, Berlin, Heidelberg, 2003
- /WI 2006a/ Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Band 1 von 4, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, 2006

-
- /WI 2006b/ Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW, K. Arnold, S. Ramesohl, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; T. Grube, R. Menzer, R. Peters, Forschungszentrum Jülich GmbH, Endbericht, Wuppertal, Jülich, 2006
- /Wittkopf 2005/ Bereitstellung von Hackgut zur thermischen Verwertung durch Forstbetriebe in Bayern, S. Wittkopf, Dissertation an der Technischen Universität München, 2007
- /Wolff 2004/ Biomasse in Baden-Württemberg - Ein Beitrag zur wirtschaftlichen Nutzung der Ressource Holz als Energieträger, Dissertation, Universität Karlsruhe, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruhe, 2004
- /3N 2008/ Staubemissionen bei Holzheizanlagen, 3N – Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe, Werlte, 2008

Tabelle A-2: Produktion von Rapskorn und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Materialmenge | Verluste [%] | | WG ^a [%] | | Distanz [km] |
|---------------------------------------|---|---|--|--------------|-------|---------------------|-------|--------------|
| | | | | Korn | Stroh | Korn | Stroh | |
| Produktion | | | | | | | | |
| P-K-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 100 kg P ₂ O ₅ , 150 kg K ₂ O | | | | 1,13 | |
| Pflügen | Schlepper 100 kW | Drehpflug (1,75 m) | | | | | 23,70 | |
| Bodenbearbeitung | Schlepper 100 kW | Saatbettkombination (4 m) | | | | | 5,80 | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Sämaschine solo (4 m) | 4 kg | | | | 3,45 | |
| Herbizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (3000 l) | 3 kg | | | | 1,07 | |
| 1. Gabe N-Dünger | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 100 kg | | | | 1,03 | |
| 2. Gabe N-Dünger | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 70 kg | | | | 1,03 | |
| Fungizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 1 kg | | | | 1,03 | |
| Insektizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 1 kg | | | | 1,03 | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | |
| EGgen | Schlepper 100 kW | Scheibenege (5 m) | | | | | 8,00 | |
| Saatguttransport | Schlepper 60 kW | Dreiseitenkippanhänger | | | | | 1,00 | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Bestellkombination (4 m) | 15 kg | | | | 5,4 | |
| N-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | | 0,5 | |
| Bereitstellung | | | | | | | | |
| Mähdrusch | Mährescher 160 kW | | | 3 | 10 | | 20,88 | 15 |
| Transport | Schlepper 100 kW | DSKA ^b DZ ^c (6 t) | | | | | 0,74 | 40 |
| Einlagerung | Radlader 60 kW | | | | | | 0,24 | 5 |
| Trocknung | Trocknungsanlage | | | | | | 0,74 | 9 |
| Auslagerung | Radlader 60 kW | | | | | | 0,24 | |
| Transport | LKW (20,5 t NL ^d) ALG ^e 50 % | | | | | | 21,00 | 50 |
| Transport | Binnenschiff | | | | | | 7,00 | 200 |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | |
| Mähen | Schlepper 100 kW | Scheibenmäherwerk (3 m) | | | | | 9,9 | |

^a WG = Wassergehalt, ^b DSKA = Dreiseitenkippanhänger, ^c DZ = Doppelzug, ^d NL = Nutzlast, ^e ALG = Auslastungsgrad

Tabelle A-3: Produktion von Triticalekorn und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Materialmenge | Verluste [%] | | WG ^a [%] | | Distanz [km] |
|---------------------------------------|---|---|---|--------------|-------|---------------------|-------|--------------|
| | | | | Korn | Stroh | Korn | Stroh | |
| Produktion | | | | | | | | |
| P-K-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 70 kg P ₂ O ₅ , 150 kg K ₂ O | | | | 1,13 | |
| Pflügen | Schlepper 100 kW | Drehpflug (1,75 m) | | | | | 23,70 | |
| Bodenbearbeitung | Schlepper 100 kW | Saatbettkombination (7 m) | | | | | 5,40 | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Sämaschine solo (4 m) | 150 kg | | | | 3,45 | |
| Herbizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (3000 l) | 6 kg | | | | 1,07 | |
| 1. Gabe N-Dünger | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 100 kg | | | | 0,5 | |
| Halmverkürzergabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 1 kg | | | | 1,07 | |
| 2. Gabe N-Dünger | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | | 0,5 | |
| Fungizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 3 kg | | | | 1,07 | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | |
| EGgen | Schlepper 100 kW | Scheibenegge (5 m) | | | | | 8,00 | |
| Saatguttransport | Schlepper 60 kW | Dreiseitenkippanhänger | | | | | 1,00 | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Bestellkombination (4 m) | 15 kg | | | | 5,4 | |
| N-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | | 0,5 | |
| Bereitstellung | | | | | | | | |
| Mähdrusch | Mährescher 160 kW | | | 3 | | | 18,8 | 14 |
| Transport | Schlepper 100 kW | DSKA ^b DZ ^c (8 t) | | | | | 4,00 | 5 |
| Einlagerung | Schlepper 100 kW | | | | | | 4,00 | |
| Auslagerung | Schlepper 100 kW | | | | | | 4,00 | |
| Transport | LKW (20,5 t NL ^d) ALG ^e 50 % | | | | | | 12,20 | 30 |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | |
| Mähen | Schlepper 100 kW | Scheibenmäherwerk (3 m) | | | | | 9,9 | |

^a WG = Wassergehalt, ^b DSKA = Dreiseitenkippanhänger, ^c DZ = Doppelzug, ^d NL = Nutzlast, ^e ALG = Auslastungsgrad

Tabelle A-4: Produktion von Triticale und Bereitstellung von Ganzpflanzenballen bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Materialmenge | Verluste [%] | | Diesel [l/ha] | Trocknung auf WG ^a [%] | | Distanz [km] |
|---------------------------------------|---|--|---|--------------|-------|---------------|-----------------------------------|-------|--------------|
| | | | | Korn | Stroh | | Korn | Stroh | |
| Produktion | | | | | | | | | |
| P-K-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 70 kg P ₂ O ₅ , 150 kg K ₂ O | | | 1,13 | | | |
| Pflügen | Schlepper 100 kW | Drehflug (1,75 m) | | | | 23,70 | | | |
| Bodenbearbeitung | Schlepper 100 kW | Saatbettkombination (7 m) | | | | 5,40 | | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Sämaschine solo (4 m) | 150 kg | | | 3,45 | | | |
| Herbizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (3000 l) | 6 kg | | | 1,07 | | | |
| 1. Gabe N-Dünger | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 100 kg | | | 0,5 | | | |
| Halmverkürzergabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 1 kg | | | 1,07 | | | |
| 2. Gabe N-Dünger | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | 0,5 | | | |
| Fungizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 3 kg | | | 1,07 | | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | | |
| EGgen | Schlepper 100 kW | Scheibenege (5 m) | | | | 8,00 | | | |
| Saatguttransport | Schlepper 60 kW | Dreiseitenkippanhänger | | | | 1,00 | | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Bestellkombination (4 m) | 15 kg | | | 5,4 | | | |
| N-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | 0,5 | | | |
| Bereitstellung | | | | | | | | | |
| Mähen | Schwadmäher 100 kW | | | 3 | 3 | 9,8 | | | |
| Schwadlagerung | | | | 10 | 10 | | | | |
| Schwadtrocknung | | | | | | | 10 | 20 | |
| Pressung | Schlepper 100 kW | Quaderballenpresse | | 3 | 3 | 3,55 | | | |
| Transport | Schlepper 100 kW | DSKA ^b DZ ^c (11 t) | | | | 4,00 | | | 5 |
| Einlagerung | Schlepper 100 kW | | | | | 4,00 | | | |
| Auslagerung | Schlepper 100 kW | | | | | 4,00 | | | |
| Transport | LKW (20,5 t NL ^d) ALG ^e 50 % | | | | | 12,20 | | | 30 |
| Einlagerung | Radlader 100 kW | | | | | 4,00 | | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | | |
| Mähen | Schlepper 100 kW | Scheibenmäherwerk (3 m) | | | | 9,9 | | | |

^a WG = Wassergehalt, ^b DSKA = Dreiseitenkippanhänger, ^c DZ = Doppelzug, ^d NL = Nutzlast, ^e ALG = Auslastungsgrad

Tabelle A-5: Produktion von Triticale-Silage und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Materialmenge | Verluste [%] | | Diesel [l/ha] | WC ^a [%] | | Distanz [km] |
|---------------------------------------|------------------|--|---|--------------|-------|---------------|---------------------|-------|--------------|
| | | | | Korn | Stroh | | Korn | Stroh | |
| Produktion | | | | | | | | | |
| P-K-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 70 kg P ₂ O ₅ , 150 kg K ₂ O | | | 1,13 | | | |
| Pflügen | Schlepper 100 kW | Drehpflug (1,75 m) | | | | 23,70 | | | |
| Bodenbearbeitung | Schlepper 100 kW | Saatbettkombination (7 m) | | | | 5,40 | | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Sämaschine solo (4 m) | 150 kg | | | 3,45 | | | |
| Herbizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (3000 l) | 6 kg | | | 1,07 | | | |
| Gärrestaubsbringung | Schlepper 60 kW | Pumpwagen (3000 l) | | | | 1,0 | | | |
| Halmverkürzergabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 1 kg | | | 1,07 | | | |
| Gabe N-Dünger | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | 0,5 | | | |
| Fungizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 3 kg | | | 1,07 | | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | | |
| Eggen | Schlepper 100 kW | Scheibenegge (5 m) | | | | 8,00 | | | |
| Saatguttransport | Schlepper 60 kW | Dreiseitenkippanhänger | | | | 1,00 | | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Bestellkombination (4 m) | 15 kg | | | 5,4 | | | |
| N-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | 0,5 | | | |
| Bereitstellung | | | | | | | | | |
| Häckseln | Feldhäcksler | | | 3 | 3 | 22,7 | 14 | 30 | |
| Transport | Schlepper 100 kW | DSKA ^b DZ ^c (11 t) | | | | 4,00 | | | 5 |
| Einlagerung | Radlader 100 kW | | | | | 4,00 | | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | | |
| Mähen | Schlepper 100 kW | Scheibenmäherwerk (3 m) | | | | 9,9 | | | |

^a WG = Wassergehalt, ^b DSKA = Dreiseitenkippanhänger, ^c DZ = Doppelzug,

Tabelle A-6: Produktion von Maissilage und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Materialmenge | Verluste [%] | | Diesel [l/ha] | WG ^a [%] | Distanz [km] |
|---------------------------------------|------------------|--|---|--------------|-------|---------------|---------------------|--------------|
| | | | | Korn | Stroh | | | |
| Produktion | | | | | | | | |
| P-K-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 60 kg P ₂ O ₅ , 160 kg K ₂ O | | | 1,13 | | |
| Grubbern | Schlepper 60 kW | Leichtgrubber (3 m) | | | | 6,90 | | |
| Pflügen | Schlepper 100 kW | Drehpflug (1,75 m) | | | | 23,70 | | |
| Gülleausbringung | Schlepper 60 kW | Pumpwagen | | | | 5,20 | | |
| Bodenbearbeitung | Schlepper 100 kW | Saatbettkombination (7 m) | | | | 5,40 | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Sämaschine solo (4 m) | 28 kg | | | 3,00 | | |
| Herbizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (3000 l) | 3 kg | | | 1,10 | | |
| Hacken | Schlepper 60 kW | Hacker | | | | 3,70 | | |
| N-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 60 kg | | | 0,8 | | |
| Insektizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 2 kg | | | 1,10 | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | |
| Bereitstellung | | | | | | | | |
| Eggen | Schlepper 100 kW | Scheibenege (5 m) | | | | 8,00 | | |
| Saatguttransport | Schlepper 60 kW | Dreiseitenkippanhänger | | | | 1,00 | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Bestellkombination (4 m) | 15 kg | | | 5,4 | | |
| N-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | 0,5 | | |
| Einlagerung | | | | | | | | |
| Häckseln | Schlepper 60 kW | Anbauhäcksler | | 5 | | 24,7 | 70 | |
| Transport | Schlepper 100 kW | DSKA ^b DZ ^c (11 t) | | | | 5,30 | | 5 |
| Einlagerung | Radlader 100 kW | | | | | 2,10 | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | |
| Mähen | Schlepper 100 kW | Scheibenmäherwerk (3 m) | | | | 9,9 | | |

^a WG = Wassergehalt, ^b DSKA = Dreiseitenkippanhänger, ^c DZ = Doppelzug,

Tabelle A-7: Produktion von Zuckerrübe und Bereitstellung und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Materialmenge | Verluste [%] | | Diesel [l/ha] | WG ^a [%] | | Distanz [km] |
|---------------------------------------|--------------------------|---|--|--------------|-------|---------------|---------------------|-------|--------------|
| | | | | Rübe | Blatt | | Rübe | Blatt | |
| Produktion | | | | | | | | | |
| P-K-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 40 kg P ₂ O ₅ , 80 kg K ₂ O | | | 1,13 | | | |
| Pflügen | Schlepper 100 kW | Drehpflug (1,75 m) | | | | 23,70 | | | |
| 1. Gabe N-Dünger | Schlepper 100 kW | Anbauschleuderstreuer (4000 l) | 100 kg | | | 1,0 | | | |
| Bodenbearbeitung | Schlepper 100 kW | Saatbetkombination (4 m) | | | | 5,20 | | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Einzelkornsämaschine (6 m) | 10 kg | | | 3,00 | | | |
| Bewässerung | Schlepper 100 kW | Anbauspritze (1000 l) | | | | 0,2 | | | |
| Herbizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 2 kg | | | 0,9 | | | |
| Bewässerung | Schlepper 100 kW | Anbauspritze (1000 l) | | | | 0,2 | | | |
| Fungizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 2 kg | | | 0,9 | | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | | |
| Eggen | Schlepper 100 kW | Scheibenege (5 m) | | | | 8,00 | | | |
| Saatguttransport | Schlepper 60 kW | Dreiseitenkippanhänger | | | | 1,00 | | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Bestellkombination (4 m) | 15 kg | | | 5,4 | | | |
| N-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | | 0,5 | | | |
| Bereitstellung | | | | | | | | | |
| Mähdrusch | Mähdrischer 200 kW | | | 5 | | 49,20 | 75 | | |
| Transport zur Miete | Schlepper 60 kW | DSKA ^b DZ ^c (8 t) | | | | 3,5 | | 5 | |
| Transport | Schlepper 60 kW | DSKA ^b DZ ^c (8 t) | | | | 10,0 | | 20 | |
| Einlagerung | Automatisch per Abkippen | | | | | | | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | | | |
| Mähen | Schlepper 100 kW | Scheibenmäherwerk (3 m) | | | | 9,9 | | | |

^a WG = Wassergehalt, ^b DSKA = Dreiseitenkippanhänger, ^c DZ = Doppelzug.

Tabelle A-8: Produktion von Pappelholz in Kurzumtrieb und Bereitstellung von Hackgut frei Konversionsanlage /FNR 2005/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Materialmenge [kg/ha a] | Verluste [%] | Diesel [l/ha a] | WG ^a [%] | Distanz [km] |
|---------------------------------------|---|---|----------------------------|-----------------|--------------------|------------------------|-----------------|
| Produktion | | | | | | | |
| Herbizidgabe | Schlepper 60 kW | Anbauspritze (1000 l) | 2 kg | | 0,35 | | |
| Pflügen tief | Schlepper 100 kW | Drehflug (1,75 m) | | | 0,930 | | |
| Grubbern flach | Schlepper 100 kW | Leichtgrubber (4 m) | | | 0,3 | | |
| Pflanzetrbereitung | Schlepper 100 kW | Saatbettkombination (4 m) | | | 0,21 | | |
| Pflanzung | Schlepper 60 kW | Gemüsepflanzmaschine (1,5 m) | 166 | | 0,19 | | |
| N-Düngergabe | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 69,6 | | 0,17 | | |
| P-Düngergabe | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 27,6 | | 0,17 | | |
| Ca-Düngergabe | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 84,0 | | 0,17 | | |
| K-Düngergabe | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 57,6 | | 0,17 | | |
| Striegeln | Schlepper 100 kW | Striegel (18 m) | | | 0,11 | | |
| Hacken | Schlepper 60 kW | Hacker | | | 0,15 | | |
| Fräsen | Schlepper 100 kW | Bodenfräse (4 m) | | | 0,44 | | |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | |
| Eggen | Schlepper 100 kW | Scheibenege (5 m) | | | 8,00 | | |
| Saatguttransport | Schlepper 60 kW | Dreiseitenkippanhänger (11 t) | | | 1,00 | | |
| Saat | Schlepper 60 kW | Bestellkombination (4 m) | 15 kg | | 5,4 | | |
| N-Düngung | Schlepper 60 kW | Anbauschleuderstreuer (1000 l) | 30 kg | | 0,5 | | |
| Bereitstellung | | | | | | | |
| Ernte (Häckseln) | Schlepper 100 kW | Anbauhäcksler (0,75 m) | | 3 | 6,20 | 50 | |
| Ernte (Sammeln) | Schlepper 100 kW | Dreiseitenkippanhänger (11 t) DZ ^b | | | 3,33 | | |
| Transport | Schlepper 100 kW | Dreiseitenkippanhänger (11 t) DZ ^b | | | 5,67 | | 5 |
| Einlagern | Radlader 100 kW | | | | 4,0 | | |
| Lagerung | | | | 3 | | | |
| Trocknung | | | | | | 35 | |
| Auslagern | Radlader 100 kW | | | | 3,5 | | |
| Transport | LKW (28 t NL ^c) ALG ^d 50 % | | | | 18 | | 30 |
| <i>Gutschrift für Referenzlandbau</i> | | | | | | | |
| Mähen | Schlepper 100 kW | Scheibenmäherwerk (3 m) | | | 9,9 | | |

^a WG = Wassergehalt, ^b DZ = Doppelzug, ^c NL = Nutzlast, ^d ALG = Auslastungsgrad

Tabelle A-9: Bereitstellung (teil- und vollmechanisiert) von Hackgut aus Waldrestholz frei Konversionsanlage /Wittkopf 2005/, /Eltrop et al. 2006/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Verluste [%] | Diesel [l/GJ Hackgut] | WG ^a [%] | Distanz [km] |
|-------------------------|---|--|--------------|-----------------------|---------------------|--------------|
| Teilmechanisiert | | | | | | |
| Fällen (motormanuell) | Motorsäge | | | 0,08 | 50 | |
| Vorliefern | Schlepper 100 kW | | | 0,08 | | |
| Rücken | Schlepper 140 kW | | | 0,14 | | |
| Trocknung | | | 3 | | 35 | |
| Hacken | Schlepper 100 kW | Hacker | 1 | 0,24 | | |
| Transport | Schlepper 100 kW | Dreiseitenkipphanhänger (11 t) DZ ^b | 1 | 0,27 | | 20 |
| Vollmechanisiert | | | | | | |
| Fällen (Harvester) | Harvester 140 kW | | 1 | 0,5 | 50 | |
| Vorliefern | Schlepper 100 kW | | | 0,09 | | |
| Hacken | Schlepper 100 kW | Hacker | 1 | 0,24 | | |
| Transport | LKW (20,5 t NL ^d) ALG ^e 50 % | | | 0,23 | | 20 |

^a WG = Wassergehalt, ^b DZ = Doppelzug, ^c NL = Nutzlast, ^d ALG = Auslastungsgrad

Tabelle A-10: Produktion von Triticalestroh und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Verluste [%] | | Diesel [l/ha] | | WG ^a [%] | | Distanz [km] |
|-----------------------|--|--|--------------|-------|---------------|-------|---------------------|-------|--------------|
| | | | Korn | Stroh | Korn | Stroh | Korn | Stroh | |
| Bereitstellung | | | | | | | | | |
| Schwaden | Schlepper 60 kW | Schwader (4,6 m) | | 1 | | 3,10 | | 30 | |
| Lagerung im Schwad | | | | 10 | | | | 20 | |
| Pressung | Schlepper 100 kW | Ballenpresse (60 kW) | | 3 | | 3,55 | | | |
| Transport | Schlepper 100 kW | DSKA ^b DZ ^c (11 t) | | | | 4,00 | | | 5 |
| Einlagerung | Schlepper 100 kW | | | | | 4,00 | | | |
| Auslagerung | Schlepper 100 kW | | | | | 4,00 | | | |
| Transport | LKW (20,5 t NL ^d ; ALG ^e 50 %) | | | | | 8,00 | | | 30 |

^a WG = Wassergehalt, ^b DSKA = Dreiseitenkipphanhänger, ^c DZ = Doppelzug, ^d NL = Nutzlast, ^e ALG = Auslastungsgrad

Tabelle A-11: Bereitstellung von Pellets aus feuchtem Industrierestholz bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage (Für die Bereitstellung von trockenem Industrierestholz entfällt der Schritt der Trocknung) /Bundesamt für Energie 1998/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Stromverbrauch kWh/kWh Pellets | Ölverbrauch kWh/kWh Pellets | Dieselverbrauch kWh/kWh Pellets | WG ^a [%] | | Distanz [km] |
|-----------------------|--|-----------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|---------------------|---------|-----------------|
| | | | | | vorher | nachher | |
| Bereitstellung | | | | | | | |
| Trocknen | Trockner | | 0,123 | | >40 | <15 | |
| Pressen | | 0,015 | 0,005 | | | | |
| Transport | LKW (20,5 t NL ^b ; ALG ^c 50 %) | | | <0,01 | | | 30 |
| Einlagerung | | | | <0,01 | | | |

^a WG = Wassergehalt, ^b NL = Nutzlast, ^c ALG = Auslastungsgrad

Tabelle A-12: Produktion von Rapsstroh und Bereitstellung bis zur Einlagerung in der Konversionsanlage /KTBL 2004/

| Arbeitsschritt | Arbeitsmaschine | Anbaugerät | Materialmenge | Verluste [%] | | Diesel [l/ha] | WG ^a [%] | | Distanz [km] |
|-----------------------|--|--|---------------|--------------|-------|------------------|---------------------|-------|-----------------|
| | | | | Korn | Stroh | | Korn | Stroh | |
| Bereitstellung | | | | | | | | | |
| Schwaden | Schlepper 60 kW | Schwader (4,6 m) | | | 10 | 3,10 | | 40 | |
| Lagerung im Schwad | | | | | 1 | | | 20 | |
| Pressung | Schlepper 100 kW | Ballenpresse (60 kW) | | | 3 | 3,55 | | | |
| Transport | Schlepper 100 kW | DSKA ^b DZ ^c (11 t) | | | | 4,00 | | | 20 |
| Einlagerung | Radlader 60 kW | | | | | 3,0 | | | |
| Auslagerung | Schlepper 100 kW | | | | | 4,00 | | | |
| Transport | LKW (20,5 t NL ^d ; ALG ^e 50 %) | | | | | 8,00 | | | 30 |

^a WG = Wassergehalt, ^b DSKA = Dreiseitenkippanhänger, ^c DZ = Doppelzug, ^d NL = Nutzlast, ^e ALG = Auslastungsgrad

Tabelle A-13: Verfahrensdaten für Dampfturbine (KWK) (/Kolmetz 2002/, /VDI 2004/)

| | |
|-------------------------------------|--------------------------------|
| Kessel | |
| Leistung _{th} | 26,7 MW |
| Auslastung | 7.500 h/a |
| Lebensdauer | 15 a |
| Prozessenergie Strom | 0,01 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 88 % |
| Nutzungsgrad | 86 % |
| Dampfturbine | |
| Art | Entnahme-Kondensationsturbine |
| Leistung _{el} | 6,1 MW |
| Leistung _{th} | 11,2 MW |
| Lebensdauer | 15 a |
| Prozessenergie Strom | 0,025 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad _{el} (brutto) | 25 % |
| Wirkungsgrad _{el} (netto) | 21 % |
| Wirkungsgrad _{th} | 46 % (inkl. LUKO) |
| Nutzungsgrad _{el} | 23 % |
| Nutzungsgrad _{th} | 40 % |
| Volllaststunden Strom | 6.000 h/a |
| Volllaststunden Wärme | 4.000 h/a |
| Feuerung | Wassergekühlter Vibrationsrost |
| Frischdampfparameter | 450 °C, 60 bar |

Tabelle A-14: Verfahrensdaten für ORC-Anlage (KWK) /VDI 2004/

| | |
|----------------------------|---|
| Kessel | |
| Leistung _{th} | 8,7 MW |
| Auslastung | 7.500 h/a |
| Lebensdauer | 15 a |
| Prozessenergie Strom | 0,02 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 88 % |
| Nutzungsgrad | 81 % |
| ORC Modul | |
| Leistung _{el} | 1 MW |
| Leistung _{th} | 6,26 MW (4,65 MW aus ORC und 1,61 MW aus Rauchgaskühlung mit 90 °C Vorlauf) |
| Auslastung | 7.500 h/a |
| Lebensdauer | 15 |
| Prozessenergie Strom | 0,03 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad _{el} | 15 % |
| Wirkungsgrad _{th} | 80 % |
| Nutzungsgrad _{el} | 12 % |
| Nutzungsgrad _{th} | 70 % |

Tabelle A-15: Verfahrensdaten für die Vergasung und Nutzung im BHKW /VDI 2004/, /Gemis 2006/

| | |
|----------------------------|----------------------------------|
| Vergaser | |
| Vergaserart | atm. zirkulierende Wirbelschicht |
| Brennstoffleistung | 9,0 MW |
| Gesamtlaufzeit | 112.500 h |
| Auslastung | 7500 h/a |
| Lebensdauer | 15 a |
| Prozessenergie Strom | 0,023 kWh/kWh |
| Prozessenergie Öl | 0,0025 kWh/kWh |
| Nutzungsgrad | 78 % |
| Gasmotor | |
| Leistung _{el} | 3 MW |
| Leistung _{th} | 5,1 MW |
| Auslastung | 7500 h/a |
| Lebensdauer | 15 |
| Prozessenergie Strom | 0,01 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad _{el} | 37 % |
| Wirkungsgrad _{th} | 48 % |
| Nutzungsgrad _{el} | 35 % |
| Nutzungsgrad _{th} | 43 % |

Tabelle A-16: Verfahrensdaten Biogasherstellung (/FNR 2006a/)

| | |
|----------------------------|--|
| Fermenter | |
| Fermentervolumen | 3.000 m ³ |
| Leistung | 102 Nm ³ /h |
| Auslastung | 7.500 h/a |
| Lebensdauer | 20 a |
| Prozessenergie Strom | 0,04kWh/kWh |
| Prozessenergie Wärme | 0,20 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 67 % (Output Biogas zu Input Biomasse) |
| BHKW (Gasmotor) | |
| Anlagenleistung | 230 kW |
| Wirkungsgrad _{el} | 36 % |
| Wirkungsgrad _{th} | 40 % |
| Nutzungsgrad _{el} | 34 % |
| Nutzungsgrad _{th} | 38 % |

Tabelle A-17: Verfahrensdaten Biogasaufbereitung (/FNR 2006b/)

| | |
|--|--------------|
| Gasaufbereitung (Druckwasserwäsche) | |
| Anlagenleistung | 250 kW |
| Prozessenergie Strom | 0,05 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 92 % |

Tabelle A-18: Verfahrensdaten für die Nutzung von aufbereitetem Biogas in zentralem BHKW (/FNR 2005/, (/FNR 2006b/)

| | |
|----------------------------|--------|
| BHKW (Gasmotor) | |
| Anlagenleistung | 220 kW |
| Wirkungsgrad _{el} | 36 % |
| Wirkungsgrad _{th} | 40 % |
| Nutzungsgrad _{el} | 35 % |
| Nutzungsgrad _{th} | 39 % |

Tabelle A-19: Verfahrensdaten für Heizwerk /IE 2005b/, eigene Annahmen)

| | |
|------------------------|--------------|
| Kessel | |
| Leistung _{th} | 5 MW |
| Prozessenergie Strom | 0,01 kWh/kWh |
| Volllaststunden | 4.000 h/a |
| Wirkungsgrad | 95 % |
| Nutzungsgrad | 85 % |

Tabelle A-20: Verfahrensdaten für Pelletpresse und Pelletkessel (/Bundesamt für Energie 2001/, /Krenn/, /FNR 2003b/)

| | |
|------------------------|---|
| Presse | |
| Leistung | 16 MW (15.000 t/a) |
| Wirkungsgrad | 99 % |
| Prozessenergie Strom | 0,015 kWh/kWh Holzpellets |
| Prozessenergie Wärme | 0,128 (nur bei feuchtem Holz mit 43 % Wassergehalt) |
| Kessel | |
| Leistung _{th} | 10 kW |
| Prozessenergie Strom | 0,01 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 92 % |
| Nutzungsgrad | 85 % |

Tabelle A-21: Verfahrensdaten für Dampfturbine (reine Stromproduktion) (/KAM 2007/)

| | |
|-------------------------------------|---------------|
| Kessel | |
| Leistung _{th} | 66,9 MW |
| Auslastung | 8.000 h/a |
| Lebensdauer | 15 a |
| Prozessenergie Strom | 0,01 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 88 % |
| Nutzungsgrad | 85 % |
| Dampfturbine | |
| Leistung _{el} | 20 MW |
| Auslastung | 8.000 h/a |
| Lebensdauer | 15 |
| Prozessenergie Strom | 0,025 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad _{el} (brutto) | 34,5 % |
| Wirkungsgrad _{el} (netto) | 30,5 % |
| Nutzungsgrad _{el} | 33 % |

Tabelle A-22: Verfahrensdaten für die Herstellung von RME (/BayStMLF 2000/)

| | |
|------------------------------|--|
| Extraktion | |
| Auslastung | 7500 h/a |
| Lebensdauer | 20 a |
| Prozessenergie Strom | 0,004 kWh/kWh |
| Prozessenergie Dampf | 0,014 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 58 % (Input Rapssaar zu Output Rapsöl) / 99 % bezogen auf Ölgehalt |
| Nutzungsgrad | 57 % |
| Raffination | |
| Prozessenergie Phosphorsäure | 0,001 kWh/kWh |
| Prozessenergie Strom | 0,001 kWh/kWh |
| Prozessenergie Dampf | 0,008 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 96 % |
| Umesterung | |
| Prozessenergie Methanol | 0,142 kWh/kWh |
| Prozessenergie Strom | 0,005 kWh/kWh |
| Prozessenergie Dampf | 0,021 kWh/kWh |
| Wirkungsgrad | 99 % |

Tabelle A-23: Verfahrensdaten für die Ethanolherstellung aus Zuckerrübe (/BayStMLF 2003/, /FNR 2003a/, eigene Annahmen)

| | |
|--------------------------|-------------------------|
| Auslastung | 7500 h/a |
| Lebensdauer | 20 a |
| Wirkungsgrad | 54 % (Ethanol : ZR) |
| Nutzungsgrad | 52 % |
| Vorbereitung | |
| Prozessenergie Strom | 0,014 kWh/kWh TM |
| Prozessenergie Wärme | 0,08 kWh/kWh TM |
| Vergärung | |
| Prozessenergie Strom | 0,01 kWh/kWh Endenergie |
| Prozessenergie Wärme | 0,18 kWh/kWh Endenergie |
| Schlempetrocknung | |
| Prozessenergie Strom | 0,01 kWh/kWh Endenergie |
| Prozessenergie Wärme | 0,13 kWh/kWh Endenergie |

Tabelle A-24: Verfahrensdaten für die Ethanolherstellung aus Getreidekorn (/BayStMLF 2003/, /FNR 2003a/, eigene Annahmen)

| | |
|---------------------------------------|-------------------------------|
| Auslastung | 7500 h/a |
| Lebensdauer | 20 a |
| Wirkungsgrad | 45 % (Ethanol : Getreidekorn) |
| Nutzungsgrad | 42 % |
| Vergärung | |
| Prozessenergie Strom | 0,023 kWh/kWh Endenergie |
| Prozessenergie Wärme | 0,052 kWh/kWh Endenergie |
| Destillation und Absolutierung | |
| Prozessenergie Strom | 0,005 kWh/kWh Endenergie |
| Prozessenergie Wärme | 0,221 kWh/kWh Endenergie |
| Schlempetrocknung | |
| Prozessenergie Strom | 0,048 kWh/kWh Endenergie |
| Prozessenergie Wärme | 0,172 kWh/kWh Endenergie |

Tabelle A-25: Verfahrensdaten für die Ethanolherstellung aus Lignocellulose (GGP), Variante: Strom und Erdgas aus Fremdbezug, (/Bentsen et al. 2006/)

| | |
|--------------------------------|---------------------------------|
| Hydrolyse und Vergärung | |
| Prozessenergie Strom (Korn) | 100 kWh/t FM |
| Prozessenergie Strom (Stroh) | 220 kWh/t FM |
| Prozessenergie Wärme (Korn) | 3,6 GJ/t FM |
| Prozessenergie Wärme (Stroh) | 3,8 GJ/t FM |
| Prozessenergie Zusatzstoffe | 0,015 kWh/kWh Ethanol |
| Wirkungsgrad | 40 % (Ethanol : Lignocellulose) |
| Nutzungsgrad | 39 % |

Tabelle A-26: Verfahrensdaten für die Ethanolherstellung aus Lignocellulose (Holz/Stroh), Variante: Wärme aus prozessinterner Produktion (Ligninnutzung), (/Reith et al. 2002/)

| | |
|--------------------------------|---------------------------------|
| Hydrolyse und Vergärung | |
| Prozessenergie Strom (Korn) | 100 kWh/t FM |
| Prozessenergie Strom (Stroh) | 220 kWh/t FM |
| Prozessenergie Zusatzstoffe | 0,015 kWh/kWh Ethanol |
| Wirkungsgrad | 40 % (Ethanol : Lignocellulose) |
| Nutzungsgrad | 39 % |

Tabelle A-27: Verfahrensdaten für die Konversionsanlage zur Herstellung von Fischer-Tropsch Kraftstoff (/Choren 2004/ und eigene Annahmen)

| | |
|-----------------------|--|
| Prozessenergie Erdgas | |
| Wirkungsgrad | 45 % (Gesamtanlage inkl. interner Stromproduktion) |
| Wirkungsgrad | 41 % (nur BTL-Produktion) |
| Nutzungsgrad | 39 % |

Tabelle A-28: Brennstoffkosten der Bioenergieträger für das Bezugsjahr 2006, (Quellen vgl. Kapitel 2.3)

| Brennstoff | ct/kWh |
|-------------------|---------------|
| Mais | 2,6 |
| GGP | 2,5 |
| KUP | 3,0 |
| Stroh | 1,8 |
| WHS vollm | 2,5 |
| WHS teilm | 2,4 |
| Altholz | 0,7 |
| Rapskorn | 3,4 |
| Zuckerrübe | 2,1 |
| Pellets | 4,0 |
| Gülle | 0,1 |
| Getreidekorn | 2,4 |

Tabelle A-29: Einteilung der 55 untersuchten Prozessketten in Technologiegruppen für die Ergebnisdarstellung

| Rohstoff | Nutzungsart | Technologiegruppe | Prozesskettenbezeichnung | |
|--------------------------------|----------------------|-----------------------|---------------------------|------------|
| Reststoffe und Ernterückstände | KWK | Dampfturbine KWK | Altholz-DT-KWK | |
| | | | Waldholz(vm)-DT-KWK | |
| | | | Waldholz(tm)-DT-KWK | |
| | | | Stroh-DT-KWK | |
| | | ORC | Altholz-ORC | |
| | | | Stroh-ORC | |
| | | | Waldholz(vm)-ORC | |
| | | | Waldholz(tm)-ORC | |
| | | Vergasung BHKW | Altholz-Verg.-BHKW | |
| | | | Stroh-Verg.-BHKW | |
| | | | Waldholz(vm)-Verg.-BHKW | |
| | | | Waldholz(tm)-Verg.-BHKW | |
| | | | BG BHKW 40 | |
| | | BG BHKW 100 | Gülle-Ferm.-BHKW100 | |
| | BG Aufber. BHKW | Gülle-Ferm.Aufb.-BHKW | | |
| | Wärme | Heizwerk | Altholz-Wärme | |
| | | | Stroh-Wärme | |
| | | | Waldholz(vm)-Wärme | |
| | | | Waldholz(tm)-Wärme | |
| | | Pellets | Ind.-trocken-Pellet-Wärme | |
| | | | Ind.-feucht-Pellet-Wärme | |
| | Strom | Dampfturbine | Altholz-DT-Strom | |
| | | | Stroh-DT-Strom | |
| | | | Waldholz(vm)-DT-Strom | |
| | | | Waldholz(tm)-DT-Strom | |
| | Kraftstoff | Ethanol (Lignocell.) | Stroh-Eth. | |
| | | | Altholz-FT | |
| | | BTL | Stroh-FT | |
| | | | Waldholz(vm)-FT | |
| | | | Waldholz(tm)-FT | |
| | | Biomethan | Gülle-Ferm.Aufb.-KS | |
| | Energiepflanzen | KWK | Dampfturbine KWK | KUP-DT-KWK |
| | | | | GGP-DT-KWK |
| ORC | | | KUP-ORC | |
| | | | GGP-ORC | |
| Vergasung BHKW | | | KUP-Verg.-BHKW | |
| BG BHKW 40 | | | Mais-Ferm.-BHKW40 | |
| | | | GGP-Ferm.-BHKW40 | |
| BG BHKW 100 | | | Mais-Ferm.-BHKW100 | |
| | | GGP-Ferm.-BHKW100 | | |
| BG Aufber. BHKW | | Mais-Ferm.Aufb.-BHKW | | |
| | | GGP-Ferm.Aufb.-BHKW | | |
| Wärme | | Heizwerk | KUP-Wärme | |
| | | | GGP-Wärme | |
| Strom | | Dampfturbine | KUP-DT-Strom | |
| | | | GGP-DT-Strom | |
| Kraftstoff | | RME | Raps-RME | |
| | | Ethanol (Zucker) | Zuckerrübe-Eth. | |
| | | Ethanol (Stärke) | GGP(Korn)-Eth. | |
| | Ethanol (Lignocell.) | KUP-Eth. | | |
| | | GGP(GP)-Eth. | | |
| | BTL | KUP-FT | | |
| | | GGP-FT | | |
| | Biomethan | Mais-Ferm.Aufb.-KS | | |
| GGP-Ferm.Aufb.-KS | | | | |

Tabelle A-30: Kosten für die Energiegestehung der untersuchten Prozessketten und der fossilen Referenztechnologien, Bezugsjahr 2006 (Quellen vgl. Kapitel 2.3)

| | | Investitions- kosten | kapital- gebundene Kosten | betriebs- gebundene Kosten | verbrauchs- gebundene Kosten | Gestehungs- kosten |
|----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|---------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| | | T Euro | T Euro/a | T Euro/a | T Euro/a | Ct./kWh |
| Wärme | Pelletkessel (Industrieholz trocken) | 13,36 | 1,03 | 0,46 | 0,70 | 12,1 |
| | Pelletkessel (Industrieholz feucht) | 13,36 | 1,03 | 0,46 | 0,70 | 12,1 |
| | Heizwerk GGP | 2.450,00 | 188,35 | 169,77 | 1.200,00 | 7,8 |
| | Heizwerk KUP | 2.450,00 | 188,35 | 169,77 | 1.435,29 | 9,0 |
| | Heizwerk Altholz | 2.450,00 | 188,35 | 169,77 | 352,94 | 3,6 |
| | Heizwerk Stroh | 2.450,00 | 188,35 | 169,77 | 870,59 | 6,1 |
| | Heizwerk WHS (vollm.) | 2.450,00 | 188,35 | 169,77 | 1.207,59 | 7,8 |
| | Heizwerk WHS (teiln.) | 2.450,00 | 188,35 | 169,77 | 1.162,05 | 7,6 |
| KWK | ORC (Stroh) | 5.200,00 | 399,76 | 310,00 | 1.894,90 | 6,4 |
| | ORC (WHS vollm) | 5.200,00 | 399,76 | 310,00 | 2.609,11 | 8,1 |
| | ORC (WHS teiln) | 5.200,00 | 399,76 | 310,00 | 2.512,60 | 7,9 |
| | ORC (KUP) | 5.200,00 | 399,76 | 310,00 | 3.091,68 | 9,3 |
| | ORC (GGP) | 5.200,00 | 399,76 | 310,00 | 2.593,02 | 8,1 |
| | ORC (Altholz) | 5.200,00 | 399,76 | 310,00 | 797,85 | 3,7 |
| | Dampfturbine (Stroh) | 25.810,00 | 1.984,17 | 1.380,50 | 6.586,00 | 6,2 |
| | Dampfturbine (WHS vollm) | 25.810,00 | 1.984,17 | 1.380,50 | 9.135,42 | 7,8 |
| | Dampfturbine (WHS teiln) | 25.810,00 | 1.984,17 | 1.380,50 | 8.790,90 | 7,6 |
| | Dampfturbine (KUP) | 25.810,00 | 1.984,17 | 1.380,50 | 10.858,00 | 8,9 |
| | Dampfturbine (GGP) | 25.810,00 | 1.984,17 | 1.380,50 | 9.078,00 | 7,8 |
| | Dampfturbine (Altholz) | 25.810,00 | 1.984,17 | 1.380,50 | 2.670,00 | 3,8 |
| | Vergasung + BHKW (Altholz) | 9.600,00 | 738,01 | 234,00 | 1.687,50 | 3,9 |
| | Vergasung + BHKW (Stroh) | 9.600,00 | 738,01 | 234,00 | 3.937,50 | 7,3 |
| | Vergasung + BHKW (WHS vollm) | 9.600,00 | 738,01 | 234,00 | 5.402,31 | 9,4 |
| | Vergasung + BHKW (WHS teiln) | 9.600,00 | 738,01 | 234,00 | 5.204,36 | 9,2 |
| | Vergasung + BHKW (KUP) | 9.600,00 | 738,01 | 234,00 | 6.392,05 | 10,9 |
| | Gülle Biogas (100 %) | 1.040,00 | 79,95 | 72,60 | 97,04 | 3,6 |
| | Gülle Biogas (40 %) | 1.040,00 | 79,95 | 72,60 | 142,01 | 4,3 |
| | Gülle Biogas (Aufbereitung) | 2.040,00 | 156,83 | 137,60 | 180,04 | 6,9 |
| | Nawaro Biogas Mais (100 %) | 1.040,00 | 79,95 | 72,60 | 760,80 | 13,3 |
| | Nawaro Biogas Mais (40 %) | 1.040,00 | 79,95 | 72,60 | 1.113,37 | 18,5 |
| | Nawaro Biogas Mais (Aufbereitung) | 2.040,00 | 156,83 | 137,60 | 841,63 | 16,6 |
| | Nawaro Biogas GGP (100 %) | 1.040,00 | 79,95 | 72,60 | 732,36 | 12,9 |
| Nawaro Biogas GGP (40 %) | 1.040,00 | 79,95 | 72,60 | 1.071,74 | 17,8 | |
| Nawaro Biogas GGP (Aufbereitung) | 2.040,00 | 156,83 | 137,60 | 812,60 | 16,1 | |
| Strom | Dampfturbine (WHS vollm) | 47.000,00 | 3.613,18 | 2.500,00 | 75.984,82 | 17,1 |
| | Dampfturbine (WHS teiln) | 47.000,00 | 3.613,18 | 2.500,00 | 73.252,37 | 16,5 |
| | Dampfturbine (Altholz) | 47.000,00 | 3.613,18 | 2.500,00 | 24.705,88 | 6,4 |
| | Dampfturbine (Stroh) | 47.000,00 | 3.613,18 | 2.500,00 | 55.764,71 | 12,9 |
| | Dampfturbine (KUP) | 47.000,00 | 3.613,18 | 2.500,00 | 89.647,06 | 20,0 |
| | Dampfturbine (GGP) | 47.000,00 | 3.613,18 | 2.500,00 | 75.529,41 | 17,0 |
| Kraftstoff | RME | 30.000,00 | 2.306,28 | 1.620,00 | 101.217,99 | 8,7 |
| | EOH Zuckerrübe | 142.500,00 | 10.954,85 | 7.275,00 | 202.272,00 | 9,4 |
| | EOH Geteidekorn | 142.500,00 | 10.954,85 | 7.275,00 | 230.496,00 | 10,6 |
| | EOH GGP | 199.000,00 | 15.298,35 | 10.100,00 | 131.988,00 | 12,2 |
| | EOH Stroh | 199.000,00 | 15.298,35 | 10.100,00 | 95.756,00 | 9,4 |
| | EOH KUP | 199.000,00 | 15.298,35 | 10.100,00 | 157.868,00 | 14,2 |
| | BTL (Stroh) | 400.000,00 | 30.750,46 | 20.150,00 | 200.622,22 | 10,3 |
| | BTL (WHS vollm) | 400.000,00 | 30.750,46 | 20.150,00 | 278.282,44 | 13,5 |
| | BTL (WHS teiln) | 400.000,00 | 30.750,46 | 20.150,00 | 267.787,81 | 13,1 |
| | BTL (Altholz) | 400.000,00 | 30.750,46 | 20.150,00 | 81.333,33 | 5,4 |
| | BTL (KUP) | 400.000,00 | 30.750,46 | 20.150,00 | 330.755,56 | 15,6 |
| | BTL (GGP) | 400.000,00 | 30.750,46 | 20.150,00 | 276.533,33 | 13,4 |
| | Biomethan (Gülle) | 2.040,00 | 156,83 | 137,60 | 38,50 | 8,6 |
| | Biomethan (GGP) | 2.040,00 | 156,83 | 137,60 | 235,28 | 13,8 |
| Biomethan (Mais) | 2.040 | 157 | 138 | 244 | 14,0 | |
| fossile Referenz | Wärme Gastherme | | | | | 11,7 |
| | Wärme Erdgas-Heizwerk | | | | | 5,8 |
| | Strom aus STK-KW | | | | | 4,5 |
| | KWK Erdgas BHKW | | | | | 3,5 |
| | Benzin | | | | | 4,6 |
| | Diesel | | | | | 3,5 |
| Erdgas (Kraftstoff) | | | | | 3,0 | |

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft
 und Rationelle Energieanwendung
 - Bibliothek -
 D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten, 15 €
- Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten, 13 €
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Besl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehr, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten, 18 €
- Band 101 U. Remme, M. Besl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten, 10 €
- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
Mai 2007, 152 Seiten, 13 €

- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
 August 2006, 336 Seiten, 20 €
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
 Mai 2006, 102 Seiten, 10 €
- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
 Mai 2006, 148 Seiten, 13 €
- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
 Juni 2004, 256 Seiten, 18 €
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
 März 2004, 228 Seiten, 15 €
- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
 Februar 2003, 138 Seiten, 10 €
- Band 93 A. Stuiblé
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
 November 2002, 156 Seiten, 13 €
- Band 92 M. Besl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
 August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Besl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
 August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
 Juli 2002, 96 Seiten, 8 €

- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
 Juli 2002, 212 Seiten, 15 €
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
 Juli 2002, 136 Seiten, 10 €
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
 Juli 2002, 222 Seiten, 15 €
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
 Juni 2002, 224 Seiten, 15 €
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
 Januar 2002, 254 Seiten, 15 €
- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
 Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
 September 2001, 228 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen)*
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
 September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
 August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
 Mai 2001, 166 Seiten, 13 €

- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
 April 2001, 142 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
 Februar 2001, 248 Seiten, 15 €
- Band 77 W. Rüffler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
 Januar 2001, 284 Seiten, 18 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
 Januar 2001, 200 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×*Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
 September 2000, 168 Seiten, 13 €
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
 August 2000, 118 Seiten, 10 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
 Juli 2000, 242 Seiten, 15 €
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
 Juli 2000, 188 Seiten, 15 €
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
 Juni 2000, 146 Seiten, 13 €

- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
 Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
 Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
 Mai 2000, 154 Seiten, 13 €
- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
 April 2000, 212 Seiten, 15 €
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
 April 2000, 282 Seiten, 18 €
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
 März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
 März 2000, 290 Seiten, 18 €
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
 März 2000, 148 Seiten, 13 €
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
 Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Besl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
 November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
 September 1999, 138 Seiten, 10 €

- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissions-szenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten, 15 €
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweg-analysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
Mai 1999, 322 Seiten, 20 €(z. Zt. vergriffen)
Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
Mai 1999, 236 Seiten, 15 €
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-sektor
Januar 1999, 306 Seiten, 20 €
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €
- Band 51 M. Besl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
September 1998, 112 Seiten, 10 €

- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
Juli 1998, 200 Seiten, 15 €
- Band 49 P. Schaumann, M. Besl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten, 15 €
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten, 15 €
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten, 13 €
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten, 15 €

- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölflé
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
 August 1997, 122 Seiten, 10 €
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
 August 1997, 156 Seiten, 13 €
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
 Juli 1997, 172 Seiten, 13 €
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
 April 1997, 108 Seiten, 10 €
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
 März 1997, 82 Seiten, 8 €
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
 Januar 1997, 282 Seiten, 18 €
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
 Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
 November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
 November 1996, 196 Seiten, 15 €

- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Rüffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten, 13 €
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten, 10 €
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Besl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten, 3 €

- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €
- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten, 15 €
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €
- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 €
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €

- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 €
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €
- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 €
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €

- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß,
J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 €
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter,
A. Voß, H.-G. Wystrcil
**Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken
ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern**
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €
- Band 1 U. Fahl
**KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft
und Energiepolitik**
März 1990, 265 Seiten, 18 €