

Beitrag zur Tagung »Elektroenergie aus Biomasse«, 03./04. Mai 2012 in Zittau
Minderung der Treibhausgasemissionen durch Stromerzeugung mittels
Biomassevergasung: Potenziale und Kosten

Tim Schulzke
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Geschäftsfeld Energieträger und Wertstoffe
Osterfelder Straße 3
46047 Oberhausen
Tel.: 0208 / 8598 – 1155
Fax: 0208 / 8598 – 221155
E-Mail: tim.schulzke@umsicht.fraunhofer.de

1 Einleitung

In ihrer Richtlinie 2009/28/EC (EC RED) hat die Europäische Kommission einen verbindlichen Anteil für Energie aus erneuerbaren Ressourcen von 20 % am Gesamtenergieverbrauch der Gemeinschaft für das Jahr 2020 festgelegt [1]. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen mussten die Mitgliedsstaaten Nationale Erneuerbare Energien Aktionspläne (NREAP) entwickeln und der Europäischen Kommission übermitteln. Werden die nationalen Ziele für den Stromsektor aufaddiert, ergibt sich für 2020 ein zu erreichender Anteil von 37 % erneuerbare Energien am Gesamtstromverbrauch [2]. Für das Jahr 2009 weist die Statistik von eurostat [3] einen Anteil von 18,2 % für den Stromverbrauch innerhalb der EU27 auf, so dass in den nächsten 10 Jahren erhebliche zusätzliche Produktionskapazitäten im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien installiert werden müssen.

Neben Wind- und Solarstrom wird die nachhaltige energetische Biomassenutzung eine zunehmend wichtige Rolle bei der Erreichung des 2020-Ziels einnehmen. Aus diesem Grund hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) das Förderprogramm „Forschung und Entwicklung (FuE) zur Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ aufgelegt [4]. Ein Ziel dieses Förderprogramms ist es, verlässliche und vergleichbare Daten über das Treibhausgasminderungspotenzial und Kosten der Treibhausgasminderung für verschiedene Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse zu erhalten als solide Grundlage für zukünftige, politische Entscheidungen bei der Weiterentwicklung des (deutschen) Nationalen Erneuerbaren Energien Aktionsplans. Deshalb müssen alle im Rahmen des Förderprogramms „Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ geförderten Projekte das Treibhausgasminderungspotenzial und die Kosten der Treibhausgas-

minderung für die jeweilige Technologie unter Anwendung derselben Methoden bestimmen [4,5].

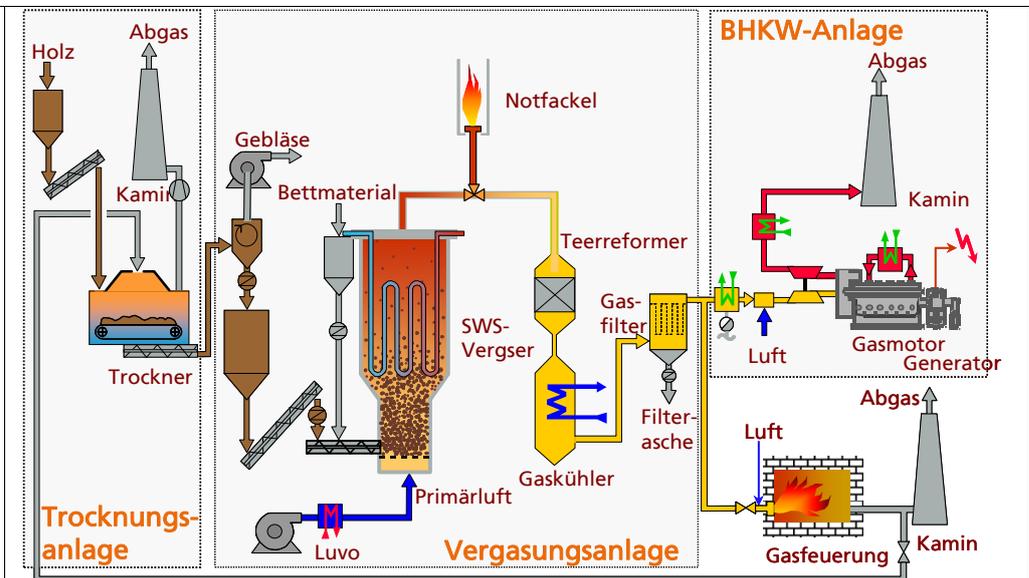
Das Förderprogramm umfasst 7 verschiedene Themengebiete, von denen eines die Entwicklung und Demonstration von Biomassevergasungstechnologien zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ist. Da Fraunhofer UMSICHT eine solche Technologie seit 1994 entwickelt, ist dieses Förderprogramm eine ideale Gelegenheit, das Kraftwerkskonzept hinsichtlich seiner Klimawirkungen zu evaluieren.

2 Konzept eines Vergasungskraftwerks mit stationärer Wirbelschicht

Ausgehend von einer umfassenden Recherche zu verschiedenen Vergasungstechnologien für holzartige Biomasse begann Fraunhofer UMSICHT 1994 seine Prozessentwicklung mit der grundlegenden Entscheidung, einen Wirbelschichtreaktor als Kernkomponente einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage einzusetzen, da zu jener Zeit die meisten der existierenden Systeme mit Festbett-Vergasern erhebliche Probleme bei der Gasqualität und der Gasreinigung aufwiesen; viele dieser veröffentlichten Schwierigkeiten behindern teilweise bis heute den Markteintritt in größerem Umfang [6]. Schwerpunkt der Entwicklung war ein der zirkulierenden Wirbelschicht direkt nachgeschalteter, trockener Gasreinigungsprozess in einer hochgradig mit Staub (Abrieb vom Bettmaterial, Asche und Restkoks) belasteten Atmosphäre zur katalytischen Reformierung der in Wirbelschichten unvermeidbaren Teere unter vollständigem Verzicht auf Quensen oder Wäscher [7,8]. Dadurch kann die in den Teeren chemisch gebundene Energie, die bis zu 5 % des Heizwerts betragen kann, im Synthesegas erhalten bleiben und am Ende des Prozesses im Gasmotor genutzt werden.

Obwohl die Versuchsanlage am Institut—vollständig ausgestattet vom Holztrockner bis zum Stromgenerator—gute Betriebsergebnisse zeigte, war das Kraftwerkskonzept mit einer zirkulierenden Wirbelschicht zu teuer, um einen Investor für eine Demonstrationsanlage zu finden. Deshalb wurde das ursprüngliche Konzept überarbeitet, um die Schwelle für den Markteintritt zu senken durch Reduzierung der Anlagenkapazität, die zum wirtschaftlichen Betrieb erforderlich ist. Dieses Ziel wurde erreicht, indem die zirkulierende durch eine stationäre Wirbelschicht ersetzt wurde. Abbildung 1 zeigt das aktuelle Konzept für ein Biomasseheizkraftwerk auf der Basis einer stationären Wirbelschicht.

Abb. 1: Kraftwerkskonzept mit stationärer Wirbelschichtvergasung und trockener Gasreinigung [9]



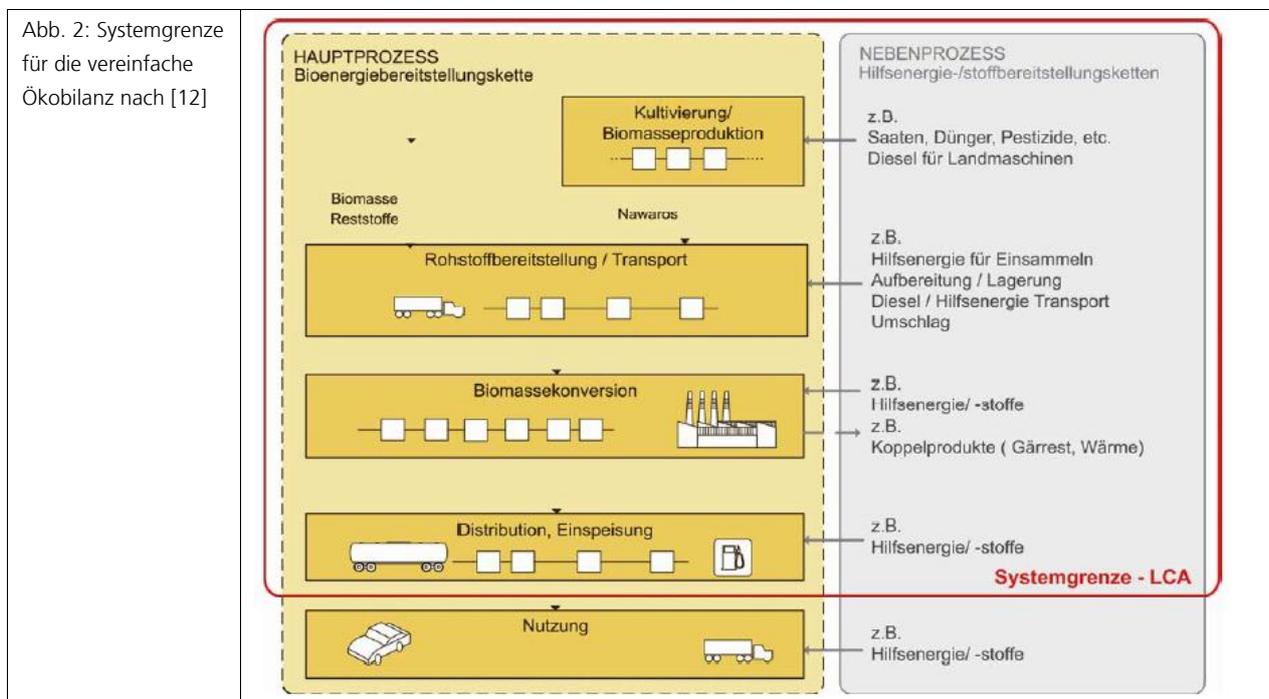
Das Gesamtkonzept für ein Biomasseheizkraftwerk kann folgendermaßen beschrieben werden: die holzartige Biomasse (gehackt oder pelletiert) wird nach ihrer Annahme mit Prozesswärme auf einen Wassergehalt unter 20 Gew.-% getrocknet. Anschließend wird der Brennstoff in einem Bunker gelagert und von dort in den stationären Wirbelschichtvergaser dosiert. Der Vergaser enthält Olivin als Bettmaterial und verwendet vorgewärmte Luft als Vergasungsmittel. Das Synthesegas verlässt die Wirbelschicht mit ungefähr 900 °C und einer Teerbelastung von ca. 2,5 g/Nm³. Grobe Partikel (Asche aus der Biomasse, nicht umgesetzter Kohlenstoff und Abrieb vom Bettmaterial) werden in einem Zyklon abgetrennt. Das heiße Synthesegas, das immer noch mit viel Feinstaub beladen ist, strömt danach in den katalytischen Dampf-Reformer, in dem die Teerbelastung auf einen Wert unter 75 mg/Nm³ reduziert wird. Danach wird das Gas auf etwa 120 °C abgekühlt und anschließend in einem Standard-Schlauchfilter entstaubt. Der letzte Apparat im Strang der Gasreinigung ist ein weiterer Kühler, in dem das Synthesegas auf unter 40 °C abgekühlt wird. In diesem Kühler kondensiert einiges Wasser, wodurch der Wassergehalt des Synthesegases sinkt und damit einhergehend der Heizwert steigt. Schließlich wird das gereinigte Synthesegas einem Gasmotor zugeführt, um Strom und Wärme zu erzeugen, die beide in entsprechende Netze eingespeist werden. Weitere Details zu diesem Prozess und den Betriebsbedingungen sind in [10] veröffentlicht.

Dieses Gesamtkonzept ist seit August 2000 durch eine Patentanmeldung geschützt [11].

3 Treibhausgasemissionen

3.1 Bilanzierungsmethode

Die Ausführung einer vollständigen Ökobilanz (Life Cycle Analysis, LCA) nach ISO 14040 und 14044 ist eine aufwändige und anspruchsvolle Herausforderung. Um die Belastung für die einzelnen Projekte innerhalb des Förderprogramms zu begrenzen, wurde vereinbart, lediglich die Treibhausgasemissionen (Kohlendioxid, Methan, Distickstoffmonoxid) zu betrachten [12]. Die Erfassung der Treibhausgasemissionen (THG) ist dabei aber nicht auf die direkten Emissionen aus dem eigentlichen Kraftwerksprozess beschränkt, sondern soll alle Emissionen umfassen inklusive der Biomasseversorgung des Kraftwerks, angefangen von den Emissionen bei der Anpflanzung von Anbaubiomasse bzw. dem Einsammeln bei Biomassereststoffen. Da die Erfassung der Emissionen durch Verteilung und Nutzung der primären Produkte Strom und Wärme eine Vielzahl von Alternativen eröffnen würde, schließt die vereinfachte Ökobilanz am jeweiligen Einspeisepunkt ins öffentliche Stromnetz bzw. ein Fernwärmenetz. Die Systemgrenzen für die vereinfachte Ökobilanz sind in Abbildung 2 dargestellt.



Der methodische Ansatz, mit dem die THG-Emissionen innerhalb der angegebenen Bilanzgrenzen ermittelt wurden, ist in Anhang V der EC RED [1] für flüs-

sige Biotreibstoffe beschrieben und für feste und gasförmige Biomassen in EC COM [13].

3.2 Brennstoffe und Annahmen

Für Vergasungskraftwerke basierend auf einem Wirbelschichtreaktor sind viele feste Biomassen als mögliche Brennstoffe beschrieben worden. Zur Ermittlung der THG-Emissionen von Kraftwerken nach dem Konzept von Fraunhofer UMSICHT mit unterschiedlichen Feuerungswärmeleistungen (FWL) wurde—soweit nicht anders angegeben—die nachfolgende, willkürliche Mischung verschiedener Brennstoff zu Grunde gelegt:

- 25 % Holzhackschnitzel (HHS) aus Waldrestholz,
- 20 % HHS aus Stammholz,
- 25 % HHS aus Kurzumtriebsplantagen,
- 10 % Strohpellets,
- 10 % Graspellets und
- 10 % Altholz (Kategorie I bis III).

Bei den HHS aus Waldrestholz werden nur die Emissionen beim Bergen und Hacken berücksichtigt. Die Emissionen, die durch Pflanzung, Bestandspflege und Ernte entstehen, werden bilanziell dem Stammholz zugerechnet, das z. Bsp. für ein Zellstoffwerk oder andere Holzverarbeitende Industriebetriebe eingeschlagen wurde.

Bei HHS aus Stammholz und aus Kurzumtriebsplantagen werden auch die letztgenannten Emissionsarten mit berücksichtigt, da es sich bei diesen Biomassen um die primären Produkte auf den forst- bzw. landwirtschaftlichen Flächen handelt.

Stroh ist wie Waldrestholz ein Nebenprodukt, so dass hier auch nur Emissionen beim Bergen und Pelletieren Berücksichtigung im Rahmen des Berechnungstools finden.

Für die Graspellets wird unterstellt, dass das Gras von extensiv bewirtschafteten, mehrjährigen Grasflächen geerntet wird, so dass keine Emissionen aus der Kultivierung entstehen, lediglich Ernte und Pelletierung sind zu berücksichtigen.

Altholz fällt als Abfall an, so dass alle früheren Emissionen bereits der ursprünglichen Nutzung zugeordnet werden können. Die Emissionen aus Sammlung und Zerkleinerung werden für die vereinfachte Ökobilanz berechnet.

Für alle betrachteten Brennstoffe werden die Emissionen, die ihr Transport zum Kraftwerk verursacht, in Abhängigkeit von der Kraftwerksleistung berechnet, da größere Kraftwerke ein größeres Einzugsgebiet haben und daher längere

Transportwege mit höheren Emissionen nach sich ziehen. Auch während des eigentlichen Kraftwerksprozesses kommt es zu eigenen THG-Emissionen. Diese sind verbunden mit dem Brennstoffumschlag auf dem Kraftwerksgelände, dem Bedarf an Hilfsenergie für Pumpen, Gebläse, Transporteinrichtungen und weiteren Maschinen und der Entsorgung von verbrauchtem Bettmaterial und Asche. Die CO₂-Emissionen, die direkt aus der Verbrennung der Biomasse entstehen, werden als klimaneutral angesehen und daher in der Berechnung der Gesamtemissionen—wie in diesem Zusammenhang üblich—nicht berücksichtigt.

Vier verschiedene Kraftwerksgrößen wurden betrachtet: eine Pilotanlage mit 100 kW Brennstoffeintrag, eine Demonstrationsanlage mit 1 MW Brennstoffeintrag und zwei Kraftwerke kommerzieller Größe mit 5 bzw. 10 MW Brennstoffeintrag. Die Umwandlungsgrade zu Strom (29 %) und Wärme (38 %) bezogen auf den an der Grundstücksgrenze angelieferten unteren Heizwert der Biomasse wurden für alle Kraftwerksleistungen gleichbleibend angenommen, wohingegen der Bedarf an elektrischer Hilfsenergie von der Pilotanlage zur kommerziellen Größenordnung abnimmt ((7 %, 5 %, 3 % und 3 % der erzeugten Strommenge).

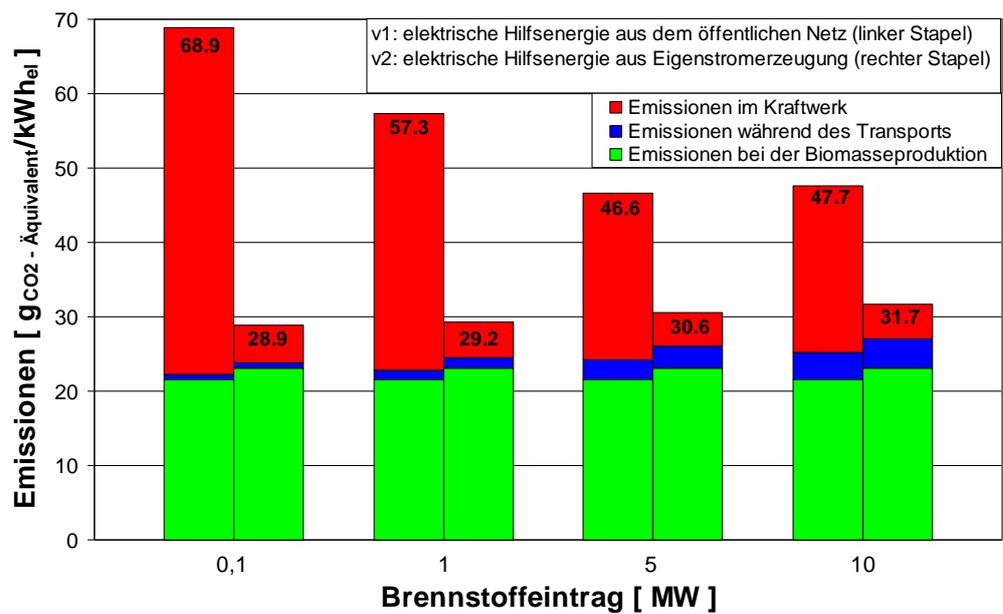
3.3 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial

Abweichend von den Bestimmungen in EC COM [13] werden die THG-Emissionen **nicht** den beiden Kraftwerksprodukten (Strom und Wärme) anteilig in Abhängigkeit von ihren Exergiegehalten zugeordnet, sondern vollständig dem Produkt mit der wesentlichen höheren Wertschöpfung—Strom—zugeordnet. Dieser Ansatz berücksichtigt die Tatsache, dass Kraftwerke der betrachteten Größenordnung üblicherweise die erzeugte Wärme nicht mit einem festen Anteil über die gesamte Anlagenlaufzeit (20 Jahre) verkaufen (können) und auch nicht wärmegeführt betrieben werden. Um anteilige Wärmenutzungen bzw. deren positiven Effekt auf das THG-Minderungspotenzial trotzdem zu berücksichtigen, werden für Wärmemengen, die einem Fernwärmenetz oder alternativen Nutzungen zugeführt werden, Gutschriften berechnet, die die Bilanz für den Strom, auf den wie beschrieben alle Emissionen bezogen werden, verbessern. Im Endeffekt führt dieses Vorgehen zu einer Bandbreite im THG-Minderungspotenzial für den erzeugten Strom von reiner Stromerzeugung—vergleichbar mit dem Kondensationsbetrieb klassischer Großkraftwerke—bis hin zu einer vollständigen Wärmenutzung im maximal möglichen KWK-Betrieb.

Abbildung 3 zeigt die spezifischen THG-Emissionen für Biomasse-Vergasungskraftwerke mit den oben erwähnten Brennstoffleistungen. Es sind zwei verschiedene Ansätze zur Deckung des elektrischen Eigenbedarfs dargestellt. Bei der Berechnung des jeweils linken Stapels wurde unterstellt, dass der elektrische Eigenbedarf aus dem öffentlichen deutschen Stromnetz entnommen wird, was durch die Regelungen des EEG, wonach die Klemmenleistung des Generators vergütet wird, favorisiert wird. Die Berechnung für den jeweils rechten

Stapel basiert auf der Annahme, dass der elektrische Eigenbedarf des Kraftwerks aus der Eigenstromerzeugung aus Biomasse vor der Einspeisung ins Netz gedeckt wird, was in etwa den Regelungen des KWKG entsprechen würde, wonach nur der wirklich physikalisch ins Netz eingespeiste Strom vergütet wird.

Abb. 3: THG-Emissionen aus einem Biomassekraftwerk für vier verschiedene Brennstoffleistungen



Die auf die Kilowattstunde **ingespeister** elektrischer Energie bezogenen spezifischen THG-Emissionen, die mit der Biomassebereitstellung verbunden sind, sind unabhängig von der Anlagengröße. Für den in Kapitel 3.2 beschriebenen Mischbrennstoff summieren sich die spezifischen Emissionen der Biomassebereitstellung für den Fall der Eigenbedarfsdeckung aus dem öffentlichen Netz zu 21,5 g CO₂-Äquivalent/kWh_{el}, während für den Fall der Eigenbedarfsdeckung aus der Eigenstromerzeugung 23,1 g CO₂-Äquivalent/kWh_{el} entstehen. Obwohl die absoluten Emissionen für beide Fälle bei derselben Brennstoffleistung natürlich identisch sind, unterscheiden sich die spezifischen Emissionen, da sie auf leicht unterschiedliche, eingespeiste Strommengen—bedingt durch die unterschiedlichen Methoden der rechnerischen Eigenbedarfsdeckung—bezogen werden.

Die spezifischen THG-Emissionen für den Brennstofftransport zum Kraftwerk variieren von 0,7 g CO₂-Äquivalent/kWh_{el} bis 4 g CO₂-Äquivalent/kWh_{el}. Dieser Anstieg der spezifischen Emissionen mit der Brennstoffleistung des Kraftwerks ist eine Konsequenz der längeren Transportwege. Und wie schon bei den mit der Biomassebereitstellung verbundenen Emissionen sind für jede Anlagengröße die spezifischen Emissionen für den Fall der Eigenbedarfsdeckung aus der

Eigenstromerzeugung höher als für den Fall der Eigenbedarfsdeckung aus dem deutschen Stromnetz bedingt durch die etwas geringere Stromeinspeisung.

Innerhalb des Kraftwerksprozesses gibt es drei verschiedene Quellen für THG-Emissionen: Diesel für den Umschlag der Brennstoffe auf dem Kraftwerksge-
lände, die Entsorgung von Bettmaterial und Asche sowie Katalysatoren und je nach Betrachtung Strombezug aus dem öffentliche Netz zur Deckung des Ei-
genbedarfs. Die Emissionen, die mit dem Brennstoffumschlag und der Fest-
stoffentsorgung verbunden sind, sind im Wesentlichen unabhängig von der
Kraftwerkskapazität und betragen etwa $4,7 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/kWh}_{\text{el}}$ (vgl. roten
Abschnitt im jeweils rechten Stapel in Abbildung 3), während die Emissionen,
die mit dem Strombezug aus dem öffentlichen Netz verbunden sind, mit stei-
gender Anlagenkapazität sinken von $46,7 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/kWh}_{\text{el}}$ zu
 $22,5 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/kWh}_{\text{el}}$, da der Stromeigenbedarf ebenfalls sinkt (s. Kapi-
tel 3.2).

Insgesamt summieren sich die spezifischen THG-Emissionen zu $69 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/kWh}_{\text{el}}$ für eine Pilotanlage, zu ca. $57 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/kWh}_{\text{el}}$ für ei-
ne Demonstrationsanlage und etwa $47 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/kWh}_{\text{el}}$ für Kraftwerke
kommerzieller Größenordnung, jeweils für den Fall der Eigenbedarfsdeckung
aus dem deutschen Netz. Da dieser Fall aufgrund der Rahmenbedingungen, die
das EEG steckt, der Standardfall in Deutschland ist, wird für alle weiteren Ana-
lysen nur noch dieser Fall betrachtet.

Die spezifischen Emissionen für Strom, der aus dem deutschen Netz bezogen
wird, ist für das Jahr 2010 inklusive der Übertragungsverluste im Verteilnetz
mit $597 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/kWh}_{\text{el}}$ angegeben [12]. Verglichen mit diesem Wert
für den deutschen Strommix liegen die Emissionen aus einem Biomasse-
Vergasungskraftwerk nur bei etwa einem Zehntel.

Die auf die eingespeiste Strommenge bezogene THG-Minderung wird berech-
net indem die Summe aller spezifischen Emissionen aus dem Biomassekraft-
werk von den Emissionen des Referenzsystems (Emissionen des deutschen
Strommixes im Jahr 2010, s.o.) abgezogen wird. Für ein kommerzielles Kraft-
werk mit einem Brennstoffeintrag von 5 MW mit dem oben beschriebenen
Brennstoffmix ergibt sich eine THG-Minderung von $551 \text{ g CO}_2\text{-Äquivalent/}$
 kWh_{el} .

Um die niedrigsten Gutschriften (und damit die sicher erreichbare THG-
Minderung) zu berechnen, wird die beste verfügbare fossile Technologie zur
Wärmebereitstellung als Referenz herangezogen: Erdgasbrennwerttechnik. Für
dieses Referenzsystem werden die THG-Emissionen mit $250,92 \text{ g CO}_2\text{-Äquiva-}$
 lent pro kWh erzeugter Wärme angegeben [12]. Da bereits rechnerisch alle
entstehenden Emissionen dem eingespeisten Strom zugeordnet sind, steht die
im Kraftwerk produzierte Wärme bilanziell ohne THG-Emissionen zur Verfü-
gung. Daher kann dieser Emissionswert für jede zusätzlich im Sinne des KWKG

genutzte Kilowattstunde Wärme vollständig als vermiedene Emission betrachtet werden. Um diese THG-Emissionsminderung mit der eingespeisten Strommenge zu korrelieren, muss dieser Wert mit der Stromkennziffer des Kraftwerks dividiert werden, die im betrachteten Fall 0,774 beträgt. Die Gutschrift für Wärmenutzung beträgt demnach 324,33 g CO₂-Äquivalent/kWh_{el}. Wenn das Kraftwerk im vollständigen KWK-Modus betrieben wird (jegliche anfallende Wärme konform zu den Bestimmungen des KWKG genutzt wird), dann erreicht die THG-Minderung den Maximalwert von 875 g CO₂-Äquivalent/kWh_{el}.

Abb. 4: THG-Emissionsminderung für ausgewählte Biomassen

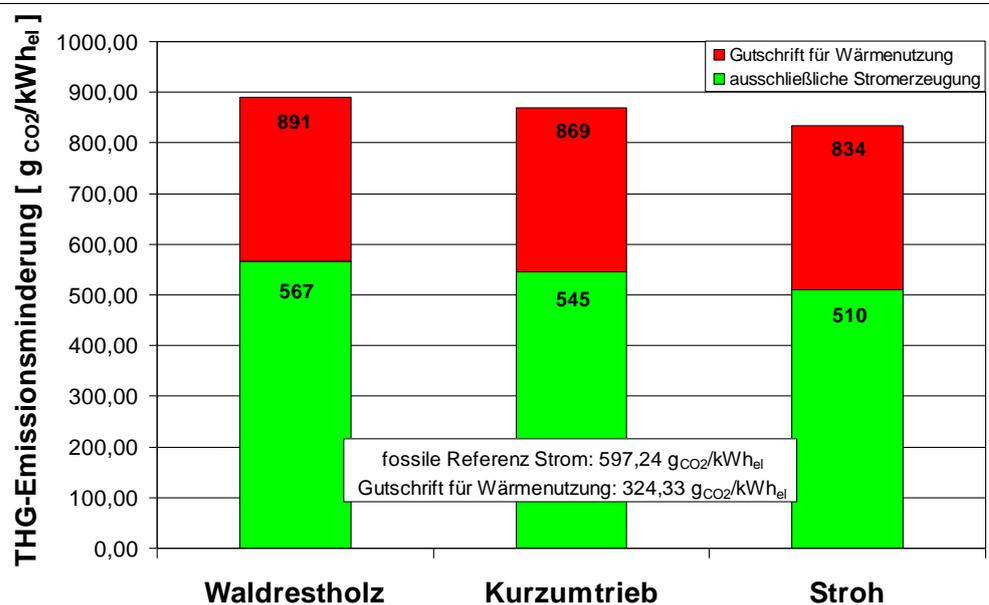


Abbildung 4 zeigt den Einfluss verschiedener Biomassen auf die THG-Minderung am Beispiel eines Biomassekraftwerks mit einer Brennstoffleistung von 5 MW. Abweichend vom sonst zu Grunde gelegten Brennstoffmix wurde hier die THG-Minderung unter der Annahme berechnet, dass das Kraftwerk ausschließlich mit Waldrestholz, Kurzumtriebsholz oder Stroh befeuert wird. Die Berechnung für Strohpellets ist hypothetisch, da Stroh als Monobrennstoff aufgrund der ungünstigen Wechselwirkungen (Agglomerationsneigung) zwischen Bettmaterial und Asche nicht als Monobrennstoff in Kraftwerken nach dem Konzept von Fraunhofer UMSICHT geeignet ist; diese Berechnung dient lediglich zur Illustration verschiedener Effekte, die mit Stroh besonders deutlich werden.

Die berechneten Werte der spezifischen THG-Minderung für HHS aus Waldrestholz sind größer als die für den Brennstoffmix, da für diesen Brennstoff keinerlei Emissionen aus Anbau und Bestandspflege anfallen. Umgekehrt sind die Werte für HHS aus Kurzumtriebsplantagen wegen ihres Charakters als An-

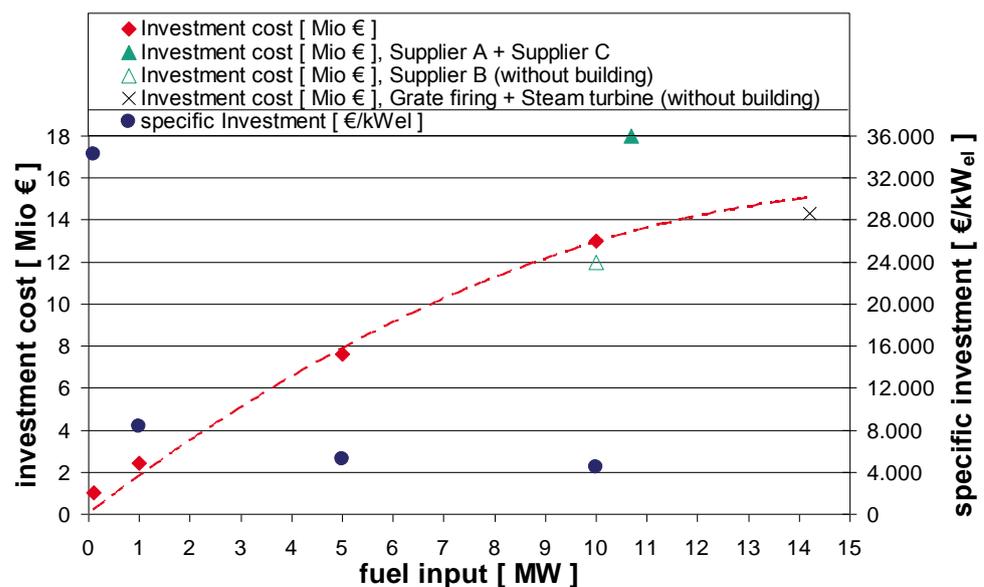
baubiomasse niedriger als beim Brennstoffmix, da hier die Emissionen aus Anbau und Pflege voll berücksichtigt werden müssen. Auffällig sind die Werte für Strohpellets, die—obwohl als Reststoff ohne Emissionen für Anbau und Pflege—die niedrigsten Werte überhaupt sind. Dieses schlechte Abschneiden der Strohpellets hat seine Ursache in dem hohen Strombedarf, der zur Zerkleinerung und Pelletierung des Stroh erforderlich ist. Das zeigt, dass bei alleiniger Betrachtung der Treibhausgasemissionen nicht immer die allgemein üblichen Annahmen (z. Bsp. die Verwendung von Reststoffen ist klimaschonender, da keine zusätzlichen Emissionen im Anbau entstehen) zutreffen. Erst die Betrachtung zusätzlicher Kriterien wie z. Bsp. zusätzlicher Flächen-, Nährstoff- und Wasserverbrauch für Anbaubiomassen würde den Einsatz von Strohpellets anstelle von z. Bsp. HHS aus Kurzumtrieb rechtfertigen, die THG-Minderung alleine dagegen nicht.

4 Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit

4.1 Investitionskosten

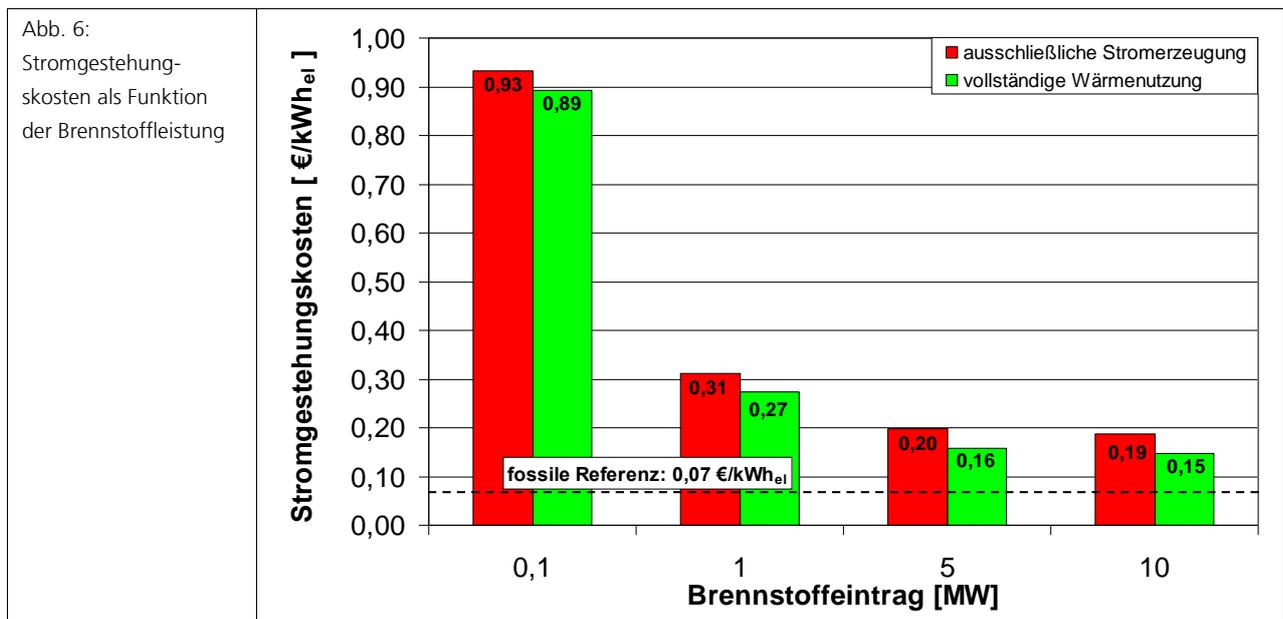
Eine vollständige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Biomasse-Vergasungskraftwerke nach dem Konzept von Fraunhofer UMSICHT auf Basis der Preise von 2010 wurde während der 19. Europäischen Biomassekonferenz und Ausstellung [9] in Berlin vorgestellt. Abbildung 5 zeigt die geschätzten Investitionskosten für die o.g. Anlagenkapazitäten.

Abb. 5: Investitionskosten für Biomassekraftwerke [9]



4.2 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten wurden unter Verwendung der Annuitätenmethode gemäß VDI-Richtlinie 6025 [14] berechnet. Für den Fall ausschließlichen Stromerzeugung (analog zum Kondensationsbetrieb klassischer Kohlekraftwerke) entsprechen die Stromgestehungskosten dem Quotienten aus der Annuität aller Auszahlungen (kapitalgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten und sonstige Kosten) und der eingespeisten Strommenge. Analog zur Bestimmung der THG-Emissionsminderung wird auch bei der Berechnung der Stromgestehungskosten die Gutschriftenmethode angewandt. Dabei wird ein Erlös von 30 €/MWh_{th} angesetzt; die Einnahmen aus dem KWK-Bonus im Rahmen des EEG in der Fassung von 2009, der für Strom aus Anlagen, die im Jahr 2010 in Betrieb genommen wurden, noch gezahlt wurde, bleiben jedoch unberücksichtigt. Bei vollständigem KWK-Betrieb reduzieren sich die Stromgestehungskosten somit größenordnungsmäßig um 4 €/kWh_{el}. Abbildung 6 zeigt die Stromgestehungskosten für die vier verschiedenen Anlagengrößen.

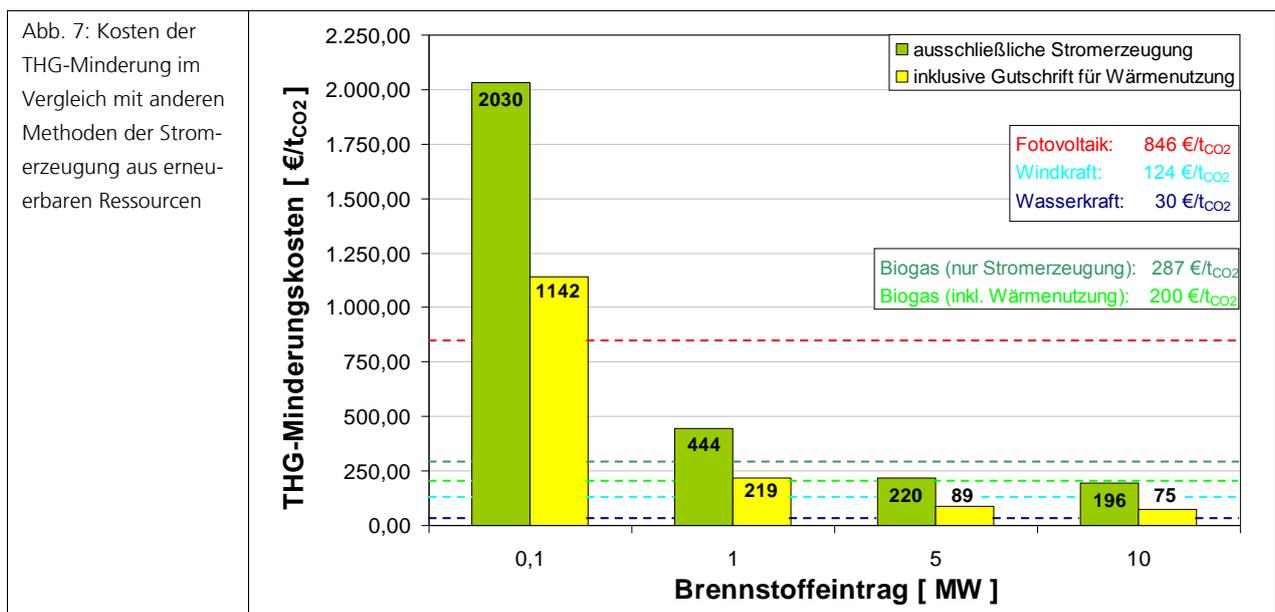


Die mittleren Stromgestehungskosten im öffentlichen deutschen Stromnetz im Referenzjahr 2010 werden in [12] mit 70 €/MWh_{el} angegeben. Für ein Biomasse-Vergasungskraftwerk kommerzieller Größe in vollständigem KWK-Betrieb (die mit der Stromerzeugung zwangsweise anfallende Wärme wird vollständig in KWKG-konformen Anwendungen genutzt) sind die Stromgestehungskosten somit nur ungefähr doppelt so hoch wie die durchschnittlichen Gesteungskosten im öffentlichen deutschen Stromnetz.

5 Kosten der Treibhausgasminderung

Die Kosten der THG-Emissionsminderung werden berechnet, indem die Differenz aus den Stromgestehungskosten für Strom aus einem Biomasse-Vergasungskraftwerk und für Strom aus dem öffentlichen deutschen Verteilnetz durch die spezifische THG-Emissionsminderung dividiert wird. Für den Fall der Wärmenutzung enthalten beide Werte—Stromgestehungskosten und spezifische THG-Emissionsminderung—entsprechende Gutschriften für die Wärmenutzung, wie sie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben wurden.

Abbildung 7 stellt die Ergebnisse der Berechnungen für die eingangs erwähnte Brennstoffmischung dar. Unterhalb einer kommerziellen Anlagengröße von 5 MW Brennstoffeintrag sind die Kosten für die THG-Emissionsminderung stark von der Anlagenkapazität abhängig, während im Bereich kommerzieller Anlagengrößen nur noch eine geringe Abhängigkeit der THG-Emissionsminderungskosten von der Anlagenkapazität zu beobachten ist.



Die berechneten Kosten für die THG-Emissionsminderung bei der Erzeugung von Strom in Biomasse-Vergasungskraftwerken lassen sich mit veröffentlichten Werten für die Erzeugung von Strom aus anderen erneuerbaren Ressourcen vergleichen. Die veröffentlichten Werte sind Durchschnittswerte für kommerziell verfügbare Technologien (nicht nach Anlagengröße aufgeschlüsselt): Fotovoltaik, Wind- und Wasserkraft [15] und Strom aus Biogasanlagen mit anaerober Biomassevergärung [16] mit und ohne Wärmenutzung. Ausgehend von den Kosten ist Wasserkraft mit Minderungskosten von lediglich 30 €/t_{CO₂} zwei-

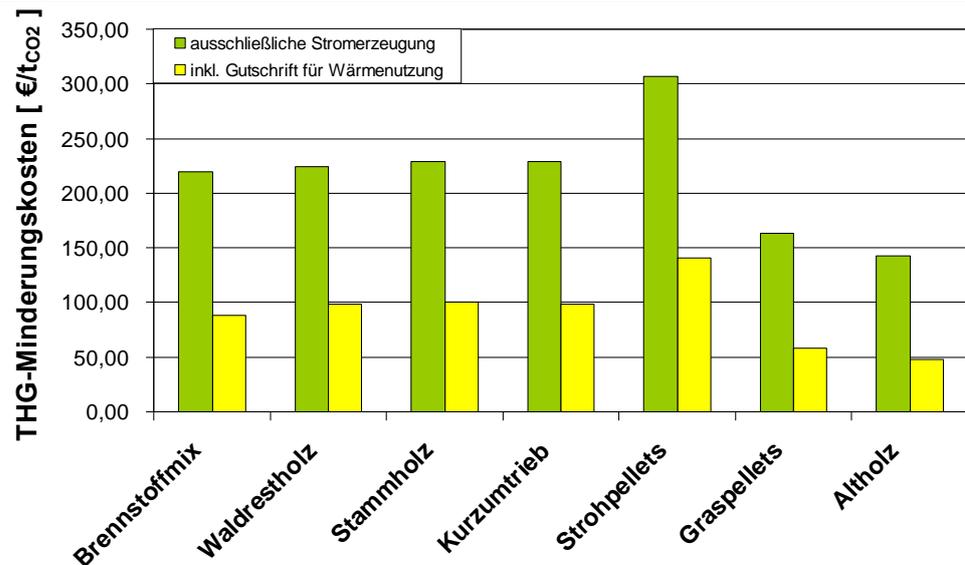
feldohne die volkswirtschaftlich günstigste Technologie zur Reduzierung der THG-Emissionen. Allerdings sind die Möglichkeiten zum Neubau von Laufwasserkraftwerken in Deutschland sehr begrenzt. Am anderen Ende des Kostenpektrums stellt die Fotovoltaik mit 846 €/t_{CO2} die für die Gesellschaft mit Abstand teuerste Möglichkeit zur Minderung der THG-Emissionen dar. Bereits bei einer Demonstrationsanlage zur Stromerzeugung mittels Biomassevergasung in der Größenordnung um 1 MW Brennstoffeintrag sind die Vermeidungskosten um den Faktor 2 (für den ungünstigen Fall des „Kondensationsbetriebs“) bis 4 (für den Fall des vollständigen KWK-Betriebs) niedriger als bei Fotovoltaikanlagen. Der Durchschnittswert für die Kosten der THG-Emissionsminderung durch Windkraft (ohne Unterscheidung zwischen on-shore und off-shore Anlagen) liegt mit 124 €/t_{CO2} in der gleichen Größenordnung wie die Kosten der THG-Minderung durch Biomasse-Vergasungskraftwerke mit kommerzieller Größe (über 1 MW Brennstoffeintrag).

Im Rahmen des Förderprogramms „Optimierung der energetischen Biomasse-nutzung“ erfordert der Vergleich mit der Stromerzeugung in Biogasanlagen mit anaerober Vergärung von Biomasse besondere Aufmerksamkeit, da diese Technologie in direkter Konkurrenz zur Biomassevergasung steht. Die Kosten für die THG-Emissionsminderung für die Stromerzeugung in Biogasanlagen erreichen über alle Anlagengrößen gemittelt für den Fall der vollständigen KWKG-konformen Wärmenutzung einen Wert von 200 €/t_{CO2}[16]. Bereits ein Demonstrationskraftwerk mit 1 MW Brennstoffeintrag wäre mit dem Durchschnitt aller kommerziellen Biogasanlagen konkurrenzfähig, wohingegen Vergasungskraftwerke kommerzieller Größenordnung sicher THG-Vermeidungskosten von unter 100 €/t_{CO2} für den vollständigen KWK-Betrieb erreichen und damit weniger als die Hälfte der Kosten verursachen wie die Stromerzeugung in Biogasanlagen. Für den Fall der ausschließlichen Stromerzeugung ohne jegliche Wärmenutzung wäre der Unterschied zwischen kommerziellen Vergärungs- und Vergasungsanlagen nicht ganz so groß, aber mit 200 €/t_{CO2} für Vergasung im Vergleich zu 287 €/t_{CO2} für anaerobe Vergärung immer noch deutlich. Unter den Randbedingungen in Deutschland sind zwei weitere Aspekte anzusprechen: Wärmenutzung und Flächenbedarf. Gegenwärtig werden Biomassevergasungskraftwerke als überwiegende Grundlastanlagen in Fernwärmesystemen geplant, so dass der Großteil der Wärme übers Jahr gesehen in einer KWKG-konformen Nutzung Absatz findet, wohingegen die Mehrheit der gegenwärtig bestehenden Biogasanlagen üblicherweise auf außerhalb von Ortschaften gelegenen Höfen errichtet sind, die keinen dem Angebot entsprechenden Wärmebedarf haben.

Viele der Biogasanlagen setzen Anbaubiomasse—überwiegend Mais—als Substrat ein als Folge der Bonusregelung im EEG (Bonus für nachwachsende Rohstoffe) und beanspruchen dadurch landwirtschaftliche Nutzfläche. Demgegenüber werden in den existierenden Vergasungsanlagen überwiegend Reststoffe aus der Forst- und Landwirtschaft und Landschaftspflegeholz eingesetzt, so dass keine landwirtschaftliche Nutzfläche für die Stromerzeugung beansprucht

wird. Lediglich bei Einsatz von HHS aus Kurzumtriebsplantagen wäre das anders; diese Art der Brennstoffherzeugung hat sich in Deutschland anders als z. Bsp. in Schweden, Italien oder Ungarn jedoch bisher nicht in großem Umfang durchsetzen können.

Abb. 8: Kosten der THG-Emissionsminderung für verschiedene Biomassens



Neben der Abhängigkeit der gesellschaftlichen Kosten für die THG-Emissionsminderung von der Anlagenkapazität ist auch die Abhängigkeit von der Art des Brennstoffs von großem Interesse. Für ein Biomassevergaskraftwerk mit einer Brennstoffleistung von 5 MW wurde eine theoretische Analyse mit allen Bestandteilen der ansonsten zu Grunde gelegten Brennstoffmischung durchgeführt, wohl wissend, dass nicht alle Bestandteile der Brennstoffmischung als Monobrennstoff einsetzbar sind (wie z. Bsp. Strohpellets). Die Ergebnisse dieser Studie sind in Abbildung 8 dargestellt. Für HHS aus Waldrestholz, Stammholz und Kurzumtriebsplantagen wurde nach dem Methodenhandbuch des DBFZ [12] derselbe Anlieferungspreis (75 €/t) angenommen. Bei Stammholz und Kurzumtriebsplantagen müssen Emissionen aus Anbau und Pflege berücksichtigt werden, wohingegen diese Emissionen bei Waldrestholz dem Stammholz zugeordnet werden, das anderweitig genutzt wird. Diese Einsparungen an Emissionen für Waldrestholz werden kompensiert durch höhere Emissionen durch den Transport der Biomasse zum Kraftwerk, da ein größeres Einzugsgebiet für die Versorgung des Kraftwerks mit forstwirtschaftlichen Reststoffen erforderlich ist als bei der energetischen Nutzung der ganzen Pflanze wie bei Stammholz oder Kurzumtrieb. Im Ergebnis sind daher die Kosten für die THG-Emissionsminderung für diese drei Biomassen nahezu gleich.

Wenn ein Biomasse-Vergasungskraftwerk nach dem hier betrachteten Konzept alleine mit Strohpellets befeuert werden könnte, wären die Kosten der THG-Emissionsminderung die höchsten im Vergleich aller untersuchten Brennstoffe, da Strohpellets nach den Angaben im Methodenhandbuch des DBFZ [12] mit 80 €/t die höchsten Brennstoffkosten auslösen und—obwohl als landwirtschaftlicher Reststoff bilanziell keine Emissionen aus Anbau, Pflege und Ernte anfallen—die geringste THG-Emissionsminderung bewirken aufgrund des erhöhten Aufwands für Umschlag und Pelletierung. Zusätzlich enthalten sie im Vergleich mit allen anderen Brennstoffbiomassen den höchsten Ascheanteil und verursachen dadurch auch die höchsten Kosten für die Entsorgung der festen Prozessrückstände.

Da es—zumindest derzeit—keinen Markt für Gras-/Blattpellets gibt, sind sie zusammen mit Altholz der preiswerteste Biomassebrennstoff (25 €/t) für Vergasungskraftwerke. Außerdem erreichen sie als Produkt extensiv bewirtschafteter Flächen und moderatem Aufwand für Umschlag und Pelletierung [17] ein THG-Emissionsminderungspotenzial ($866 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äquivalent}}/\text{kWh}_{\text{el}}$), das mit dem von holzartiger Anbaubiomasse wie etwa HHS aus Kurzumtriebsplantagen vergleichbar ist ($869 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äquivalent}}/\text{kWh}_{\text{el}}$, vgl. Abbildung 4). Zusammen ergeben sich niedrige Kosten für die THG-Emissionsminderung.

Die gleiche Argumentation gilt auch für Altholz, lediglich Pelletierung ist hier nicht erforderlich. Folglich können durch den Einsatz von Altholz die niedrigsten gesellschaftlichen Kosten für die Minderung der THG-Emissionen erreicht werden. Durch die Regelungen des EEG in seiner Fassung von 2012 werden jedoch weder der Einsatz von Altholz als Brennstoff in Vergasungskraftwerken noch der Einsatz von Gras- bzw. Blattpellets gefördert.

6 Zusammenfassung

Obwohl gegenwärtig die Stromerzeugung aus fester Biomasse in Vergasungskraftwerken in Deutschland lediglich eine untergeordnete Rolle spielt, zeigt diese Studie, dass in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung—ausgedrückt als Kosten der THG-Emissionsminderung—sie eine kostengünstige Möglichkeit darstellt, die ambitionierten Ziele für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen bis zum Jahr 2020 zu erreichen. Es konnte gezeigt werden, dass Biomassevergasungskraftwerke in einer kommerziellen Größenordnung (Feuerungsleistung über 1 MW) Kosten für die THG-Emissionsminderung in der Größenordnung um 125 € pro Tonne CO_2 -Äquivalent erreichen (abhängig vom Grad der Wärmenutzung) und damit in der selben Größenordnung wie die Stromerzeugung mit Windkraft liegen. Verglichen mit Stromerzeugung aus feuchter Biomasse in Biogasanlagen mit anaerober Vergärung bietet die Technologie der Vergasung trockener Reststoffe (Waldrestholz,

Graspellets, Altholz) ein großes Potenzial zur Reduzierung der THG-Emissionen bei geringeren Kosten. Der Einspeisetarif aus dem EEG in seiner Fassung von 2012 setzt jedoch nicht genügend betriebswirtschaftliche Anreize, um in naher Zukunft mehrere größere Vergasungskraftwerke in Deutschland zu errichten und so die dargestellten Potenziale der Technologie zu nutzen.

7 Danksagung

Die vorgestellte Studie war Teil des Projekts "Schließung regionaler Stoffkreisläufe bei der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschicht-RegioSWS" [10], das vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages aus Mitteln der Klimaschutzinitiative gefördert wurde. Das Programm wird technisch und administrativ vom Projektträger Jülich des Forschungszentrums Jülich (PTJ) koordiniert. Wissenschaftliche Unterstützung und Hilfe bei der Öffentlichkeitsarbeit gewährt das Deutsche BiomasseForschungszentrum (DBFZ).

Ein Förderprogramm der



**DIE BMU
KLIMASCHUTZ-
INITIATIVE**

Gefördert vom



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Koordiniert vom



8 Literatur

- [1] EC (European Commission): *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (EU RED)*, Brussels, Belgium, April 23rd, 2009
- [2] EC (European Commission): *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council – Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target*, Brussels, Belgium, January 31st, 2011
- [3] EU eurostat: *Energy, transport and environment indicators*, Belgium, 2011, ISBN 978-92-79-21384-7
- [4] D. Pfeiffer, D. Thrän: *Promoting projects to optimize biomass energy use – a program funded by the German Federal Ministry for the Environment, Nature*

- Conservation and Nuclear Safety*, 19th European Biomass Conference and Exhibition, Berlin, Germany, June 6th-10th, 2011, pp. 2431-2436
- [5] D. Thrän, D. Pfeiffer: *Climate protection by optimization of biomass energy use – measurement and valuation methods for a purposeful development*, 19th European Biomass Conference and Exhibition, Berlin, Germany, June 6th-10th, 2011, Poster VP5.2.37
- [6] I. Schübler, D. Bräkow, K. Treppe, B. Salomo, T. Zschunke; *Schwachstellenanalyse an BHKW-Vergasungsanlagen*, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Projekt-Nr. 22009106, Dresden, 26. Februar, 2009
- [7] M. Ising, C. Unger, W. Althaus; *Cogeneration with biomass gasification by producer gas driven Block Heat and Power Plants*, 2nd World Conference and Exhibition on Biomass for Energy and Industry, Rome, Italy, May 10th-14th, 2004, pp. 801-804
- [8] M. Ising: *Zur katalytischen Spaltung teerartiger Kohlenwasserstoffe bei der Wirbelschichtvergasung von Biomasse*, Dissertation Universität of Dortmund, Fraunhofer IRB Verlag Stuttgart, 2002, ISBN 3-8167-6092-9
- [9] T. Schulzke: *Economy of scale for CHP plants based on autothermal fluidized bed gasification*, 19th European Biomass Conference and Exhibition, Berlin, Germany, June 6th-10th, 2011, pp. 1485-1488
- [10] T. Schulzke: *Schließung regionaler Stoffkreisläufe bei der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschicht – RegioSWS*, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Project-Nr. 03KB014, Oberhausen, January 31st, 2012
- [11] Patent DE 100 37 762 B4: *Vorrichtung zur Stromerzeugung aus Biomasse durch Vergasung mit anschließender katalytischer Beseitigung von Teerverbindungen aus dem Brenngas*, Fraunhofer Gesellschaft zur Foerderung der angewandten Forschung e.V., Anmeldedatum 03.08.2000
- [12] D. Thrän, E. Fischer, U. Fritsche, K. Hennenberg, K. Oehmichen, D. Pfeiffer, R. Schmersahl, T. Schröder, V. Zeller, M. Zeymer: *Methoden zur stoffstromorientierten Beurteilung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Teil 1: Technologiekenwerte, Gestehungskosten, Treibhausgasbilanzen*, Version 1.1, DeutschesBiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Leipzig, November 2010
- [13] EC (European Commission): *COM(2010)11 final, Report from the Commission to the Council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling*, Brussels, Belgium, February 25th, 2010
- [14] VDI Guideline 6025: *Economy calculation systems for capital goods and plants*, Verein deutscher Ingenieure, Düsseldorf, Germany, 1996

- [15] M. Beer: *CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energietechnologien*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2009, www.ffe.de/download/kurzberichte/KF_vermk.pdf, 20.12.2011
- [16] D. Thrän, S. Mayer, M. Gawor, K. Bunzel, J. Daniel-Gromke, C. Weber, K. Bauermann, V. Eickholt, R. Schultz, J. Hoch, H. Person, *Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit*, DBFZ, Universität Duisburg-Essen, Biogasrat e.V., Leipzig, Essen, Berlin, 2011 http://biogasrat.de/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=242&Itemid=129, 20.12.2011
- [17] S. Mignon Schleder, *florafuel procedure – procedure for the production of fuel from humid biomass*, 19th European Biomass Conference and Exhibition, Berlin, Germany, June 6th-10th, 2011, Poster VP3.1.4