

Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen

L. Leible, S. Kälber, G. Kappler, S. Lange, E. Nieke, P. Proplesch, D. Wintzer, B. Fürniß, ITAS

Einleitung

Aktuelle politische Ziele und Vorgaben auf nationaler und EU-Ebene, wie z.B. die Gemeinschaftsstrategie und der Aktionsplan der EU zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger oder das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland, zielen darauf ab, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Energieversorgung deutlich zu erhöhen. Hohe Erwartungen werden v.a. an die energetische Nutzung von Biomasse und hier insbesondere an biogene Reststoffe und Abfälle geknüpft. Beiträge zur Verringerung der Emission treibhausrelevanter Gase sind hierbei von besonderem Interesse. Darüber hinaus werden alternative Verwertungswege für bisher stofflich genutzte (z.B. Kompost, teilweise Klärschlamm) oder gar deponierte biogene Abfälle gesucht.

Vor diesem Hintergrund wurde von ITAS eine Studie mit der Zielsetzung durchgeführt, die Chancen einer energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen zu analysieren und einer Bewertung zuzuführen [1]. Hierzu wurden unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Aspekten mehr als 50 Logistikketten (Erfassung, Konditionierung, Lagerung, Transport) der Bereitstellung biogener Rest- und Abfallstoffe untersucht. Daran schloss sich die Analyse von rd. 40 Bioenergie-technologien zur Bereitstellung von Wärme und Strom an, von der Biogas-/Klärgasproduktion über Verbrennungs- bis hin zu Vergasungstechnologien. Die nachfolgend

vorgestellten Ergebnisse konzentrieren sich auf folgende Aspekte: Aufkommen an biogenen Rest- und Abfallstoffen, Stromgestehungskosten, erzielbare Beschäftigungseffekte, CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten.

Darüber hinaus wird auf aktuelle Untersuchungen zur Bereitstellung von Synthesegas und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz eingegangen, an denen die Institute IKET, ITC-CPV, ITC-TAB und ITAS beteiligt sind; hierüber wurde in den FZK-Nachrichten bereits berichtet [2].

Aufkommen

In Deutschland beträgt das jährlich verfügbare Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen (Basis: 2002), das energetisch genutzt werden könnte, rd. 70

Mio. Mg an organischer Trockensubstanz (oTS). Davon kommen rd. 60% aus der Land- und Forstwirtschaft (vgl. Abb. 1). Wie ersichtlich ist, sind Waldrestholz (inkl. Schwachholz), Stroh (Überschussstroh), Gülle und Restmüll (Hausmüll) mengenmäßig die dominanten Reststoffe und Abfälle.

Werden bei diesen Potenzialabschätzungen weitere biogene Rest- und Abfallstoffe berücksichtigt, z.B. Pflegegut (von Landschaftspflegeflächen und stillgelegten bzw. brachgefallenen Flächen in der Landwirtschaft), Festmist aus der Landwirtschaft, Rest- und Abfallstoffe aus dem produzierenden Gewerbe, dann kann das Aufkommen um ca. 5-15 Mio. Mg oTS erhöht und somit von insgesamt 75-85 Mio. Mg oTS ausgegangen werden. Dies entspricht 9 bis 11% des gegenwärtigen deut-

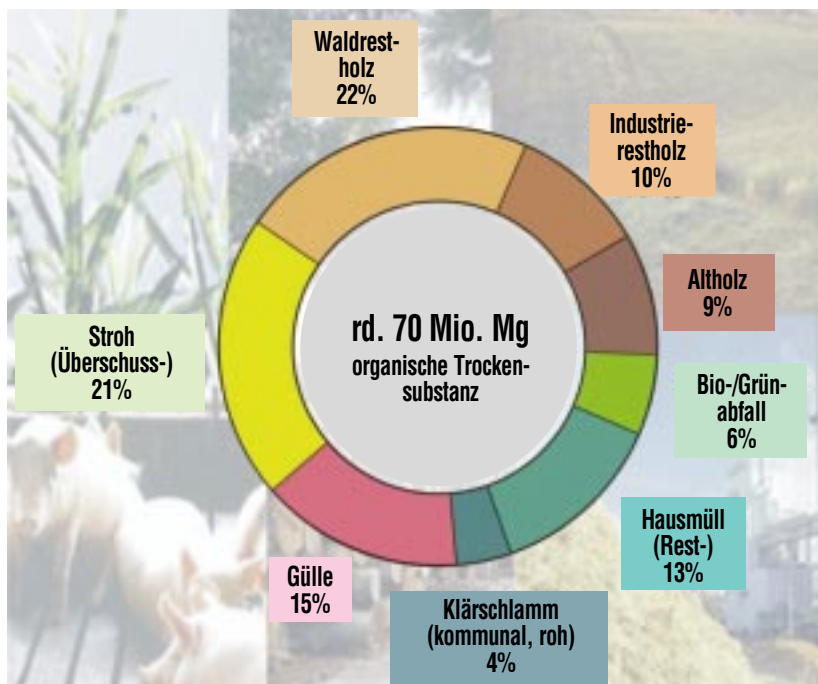


Abb. 1: Aufkommen und Herkunft biogener Rest- und Abfallstoffe in Deutschland im Jahr 2002.

schen Primärenergiebedarfs. Zur Einordnung: Nach Abschätzungen für das Jahr 2003 decken biogene Rest- und Abfallstoffe in Deutschland rund 1,8% des Primärenergiebedarfs. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie dieses Aufkommen in größerem Maße und effizienter als bisher für eine energetische Nutzung erschlossen werden könnte.

Kosten der Stromerzeugung

Mit Blick auf eine energetische Nutzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe wurde eine Vielzahl höchst heterogener Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung

untersucht. In Abb. 2 werden die Stromgestehungskosten für die betrachteten Technologien in Abhängigkeit von der elektrischen Anlagenleistung dargestellt. Als Vergleich dienen die Stromgestehungskosten in einem mit Importkohle betriebenen Steinkohlekraftwerk, die bei rd. 45 €/MWh_{el} liegen, und der Bereich für die Stromvergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [3,4] für die Einspeisung von Strom aus Biomasse. Durch die aktuelle Novellierung des EEG – gültig ab 08/2004 – hat sich die Vergütung für Strom insbesondere aus Biogasanlagen aber auch bei Anlagen zur Verbrennung und Vergasung von Waldrestholz und

Stroh deutlich verbessert (vgl. Abb. 2).

Ergänzend ist an dieser Stelle anzuführen, dass die Stromgestehungskosten bei inländischer Steinkohle – nicht subventioniert – bei rd. 80 €/MWh_{el} liegen. Andererseits kann in einem nahezu abgeschriebenen Steinkohlekraftwerk mit Importkohle Strom zu rd. 25 €/MWh_{el} bereitgestellt werden.

Trotz der oben erwähnten Einspeisevergütungen sind nach der alten Regelung des EEG nur die größten Biogas- und Klärgasanlagen wettbewerbsfähig; die neue Regelung des EEG hat diese Situation deutlich verbessert. Mit der Strombereitstellung über

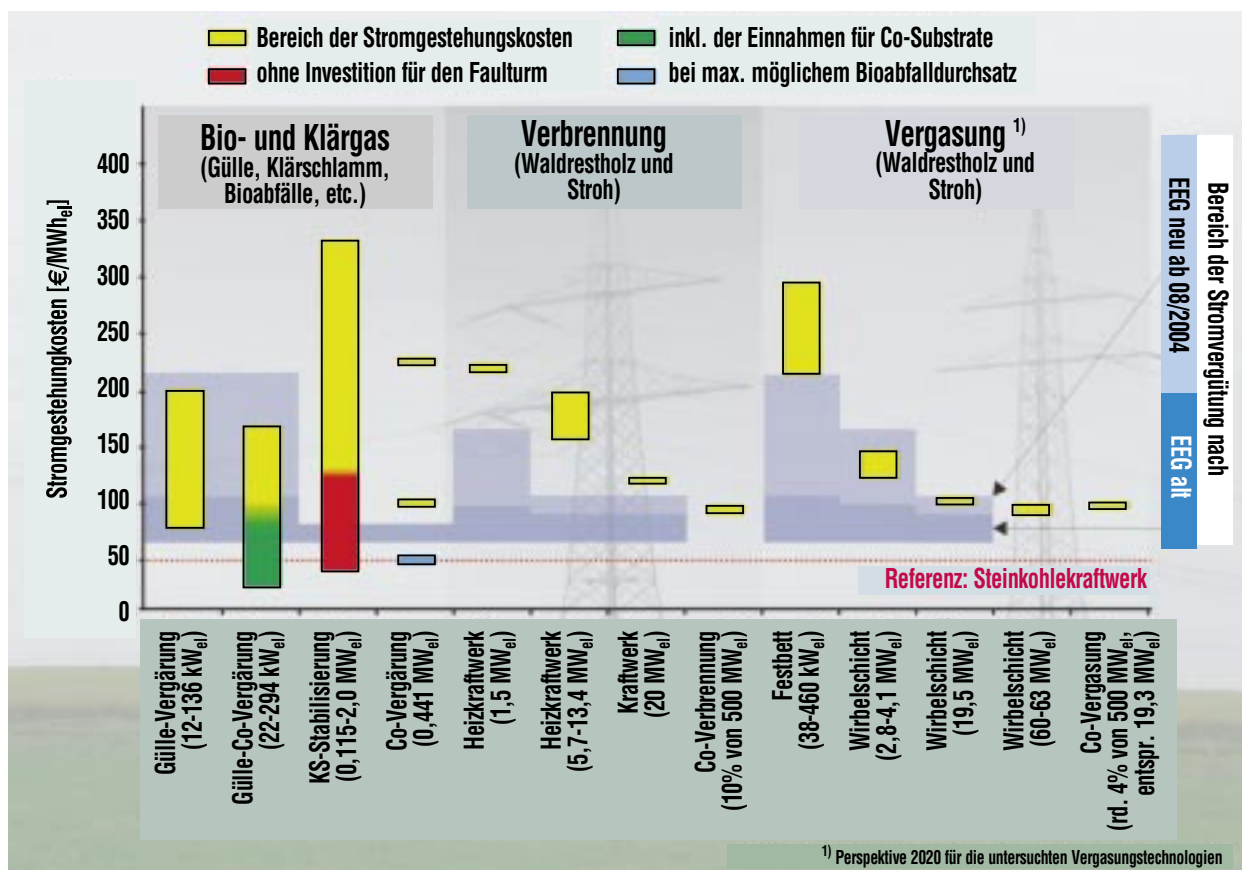


Abb. 2: Stromgestehungskosten bei der energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe.

Steinkohlekraftwerke können aber nur große Co-Vergärungsanlagen konkurrieren. Die Verbrennung und Vergasung von Waldrestholz und Stroh zur Stromgewinnung sind gegenwärtig i.d.R. nicht wettbewerbsfähig. Eine wesentliche Ursache hierfür ist darin zu sehen, dass die Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz mit zusätzlichen Kosten verbunden ist, während Gülle oder Klärschlamm kostenfrei auf der Anlage zur Verfügung stehen. Die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh im Steinkohlekraftwerk stellt eine vergleichsweise kostengünstige Möglichkeit dar, den fossilen Brennstoff Steinkohle teilweise zu substituieren. Die Stromgestehungskosten liegen hier bei rd. 90 bzw. 95 €/MWh_{el} (vgl. Abb. 2). Obwohl die Datenbasis und die darauf aufbauende Bewertung der Vergasungstechnologien mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind, lassen sich mit Vorbehalten einige Schlussfolgerungen ziehen. So sind z.B. für Vergasungsanlagen ab etwa 3 MW_{el} Vorteile bei den Stromgestehungskosten gegenüber den Verbrennungstechnologien erkennbar.

Beschäftigungseffekte

Mit der Bereitstellung biogener Reststoffe und Abfälle und deren energetischer Nutzung gehen zusätzliche Beschäftigungseffekte einher, wobei auf die bestehenden Unsicherheiten in der Abschätzung, besonders aber hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Gesamtwirkung, hinzuweisen ist. Eine Abschätzung soll die Größenordnung der insgesamt möglichen Beschäftigungseffekte

illustrieren: Wird unterstellt, dass die Hälfte des technischen Aufkommenspotenzials in Deutschland von 70 Mio. Mg oTS der biogenen Rest- und Abfallstoffe energetisch genutzt wird, errechnen sich rund 40.000 zusätzliche Beschäftigte. Zum Vergleich: In der Land- und Forstwirtschaft in Deutschland sind gegenwärtig rd. 1 Mio. Personen erwerbstätig.

CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Durch die Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare kann die bisherige CO₂-Emission reduziert und die Verstärkung des Treibhauseffekts reduziert werden. Bei den durchgeführten Analysen sind neben CO₂ auch CH₄ und N₂O mit einbezogen und in der Summe als CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) dargestellt. Bei Biogas und Klärgas liegt die erzielbare CO₂-Minderung zwischen 0,8 und 1,2 Mg CO₂-Äq./MWh_{el}. Bei einer Stromerzeugung – ohne Kraft-Wärme-Kopplung – aus Waldrestholz und Stroh liegt die CO₂-Minderung bei rd. 0,9 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} (Referenz: 500 MW_{el} Steinkohlekraftwerk); durch Kraft-Wärme-Kopplung können 1-2 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} realisiert werden.

In Abb. 3 sind die Bereiche der CO₂-Minderungskosten der verschiedenen betrachteten Technologien aufgezeigt. Die CO₂-Minderungskosten ergeben sich aus den Mehrkosten auf der einen Seite und der erzielten CO₂-Minderung gegenüber der fossilen Referenz auf der anderen Seite. Mit ihrer Hilfe kann dargestellt werden, wie teuer die jeweilige

Technologie bei der Verfolgung einer CO₂-Minderungsstrategie ist. Die CO₂-Minderungskosten sind folglich für die Beurteilung der Förderwürdigkeit der verschiedenen betrachteten Technologien von zentralem Interesse.

Zur vergleichenden Bewertung wurden CO₂-Minderungskosten aus Studien mit CO₂-Minderungsszenarien bei der Verfolgung der Minderungsziele der Bundesregierung herangezogen [5]. Aussagen aus diesen Studien ergeben, dass bei einem CO₂-Minderungsziel von 25 % oder gar 40 % CO₂-Minderungskosten zwischen 50 und 100 € pro Mg CO₂-Äq. angesichts teurerer Alternativen durchaus zu akzeptieren sind. Vor diesem Hintergrund stellen sich die erzielbaren CO₂-Minderungskosten bei der Bio- und Klärgasnutzung wie auch bei der Verbrennung und Vergasung von biogenen Reststoffen und Abfällen als sehr interessant dar.

Gaserzeugung aus Biomasse – systemanalytische Begleitforschung

Im Gegensatz zu den Verbrennungstechnologien eröffnen einige Vergasungs- aber auch Pyrolyseverfahren die Möglichkeit, energiereiche, vorzugsweise flüssige Sekundärenergieträger (Kraftstoffe) oder chemische Rohstoffe zu erzeugen. Dahinter steht die Erwartungshaltung, das große, aber dezentrale Biomasepotenzial an Stroh und Waldrestholz für eine effiziente energetische/chemische Nutzung zu erschließen, bei möglicherweise höherer Wertschöpfung.

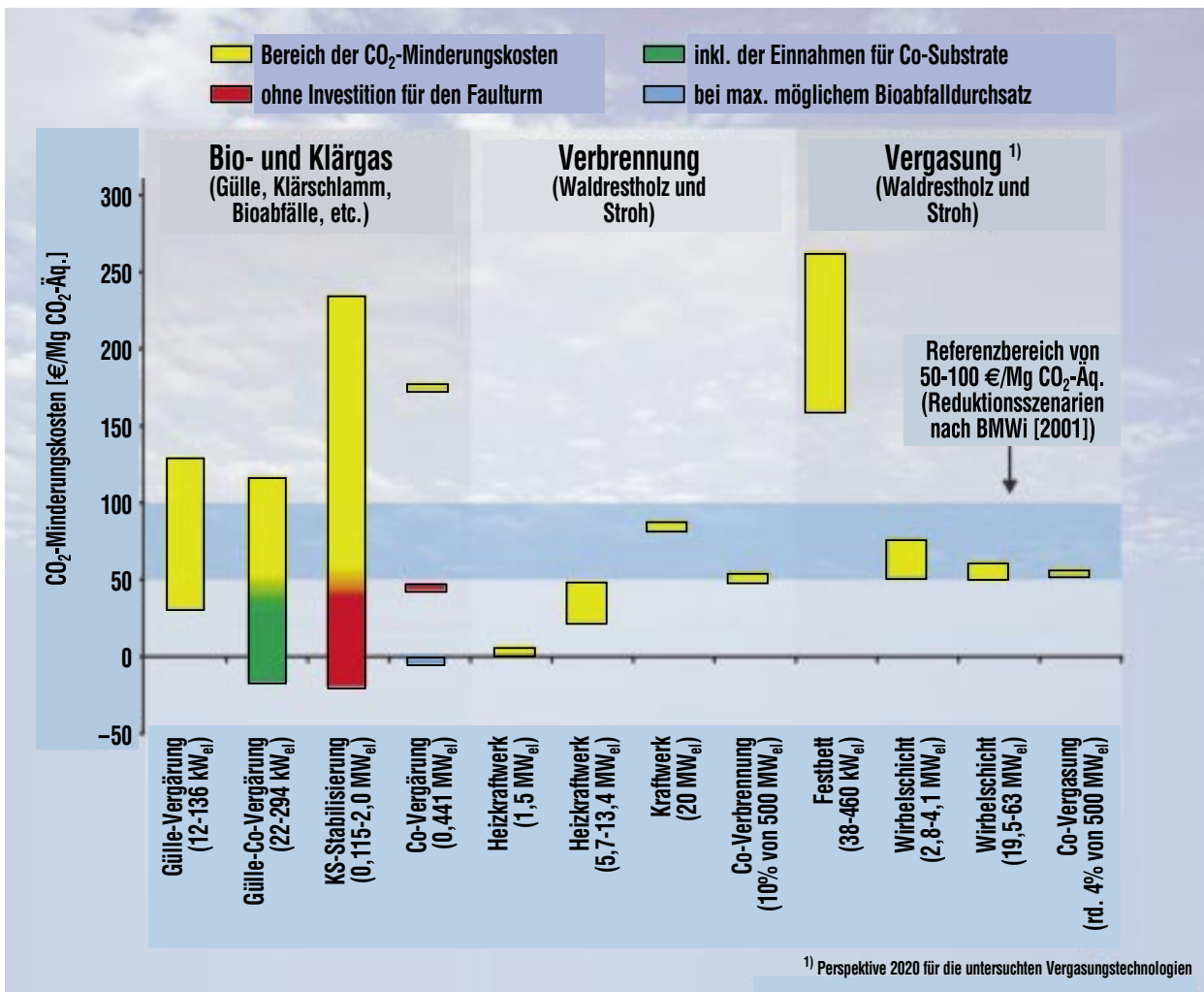


Abb. 3: Kosten der CO₂-Minderung bei der energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe.

Das Forschungszentrum Karlsruhe hat hierzu ein zweistufiges Verfahren konzipiert, das einen Lösungsansatz für den niedrigen Ascheerweichungspunkt der Biomasse – insbesondere bei Stroh – liefert und dem dezentralen Biomasseaufkommen und der wirtschaftlicheren Verwertung in Großanlagen Rechnung trägt [6]. Nach der Bereitstellung wird die Biomasse in der ersten Stufe (s. Abb. 4) in dezentralen Pyrolyseanlagen (50-100 MW_{in}) über eine Schnellpyrolyse in Pyrolyseöl und -koks sowie eine Restmenge

an Pyrolysegas umgesetzt. Aus dem Pyrolyseöl und -koks wird eine Suspension („Pyrolyse-Slurry“) hergestellt, die pump- und lagerfähig ist. Mit einer Dichte von rd. 1,2 Mg/m³ weist sie eine um den Faktor 10 höhere Energiedichte auf als beispielsweise Getreidestroh in Form von Quaderballen. Der Transport dieser Slurries zu einer zentralen Vergasungsanlage dürfte deshalb beim Einsatz von Lkw-Tankfahrzeugen bzw. Kesselwagen der Bahn auch über eine Entfernung von mehr als 100 km ökonomisch vertret-

bar sein. In der zentralen Großanlage werden die Slurries in einem Flugstrom-Druckvergaser zu einem nahezu teerfreien Synthesegas umgesetzt und können nach der Gasreinigung und Synthese einer kombinierten stofflichen (Chemikalien) und energetischen Nutzung (Kraftstoffe, Strom) zugeführt werden. Hierbei scheint der Betrieb auch als Annex im Verbund mit einer Raffinerie möglich.

Zielsetzung der Arbeiten von ITAS ist es, dieses Konzept in

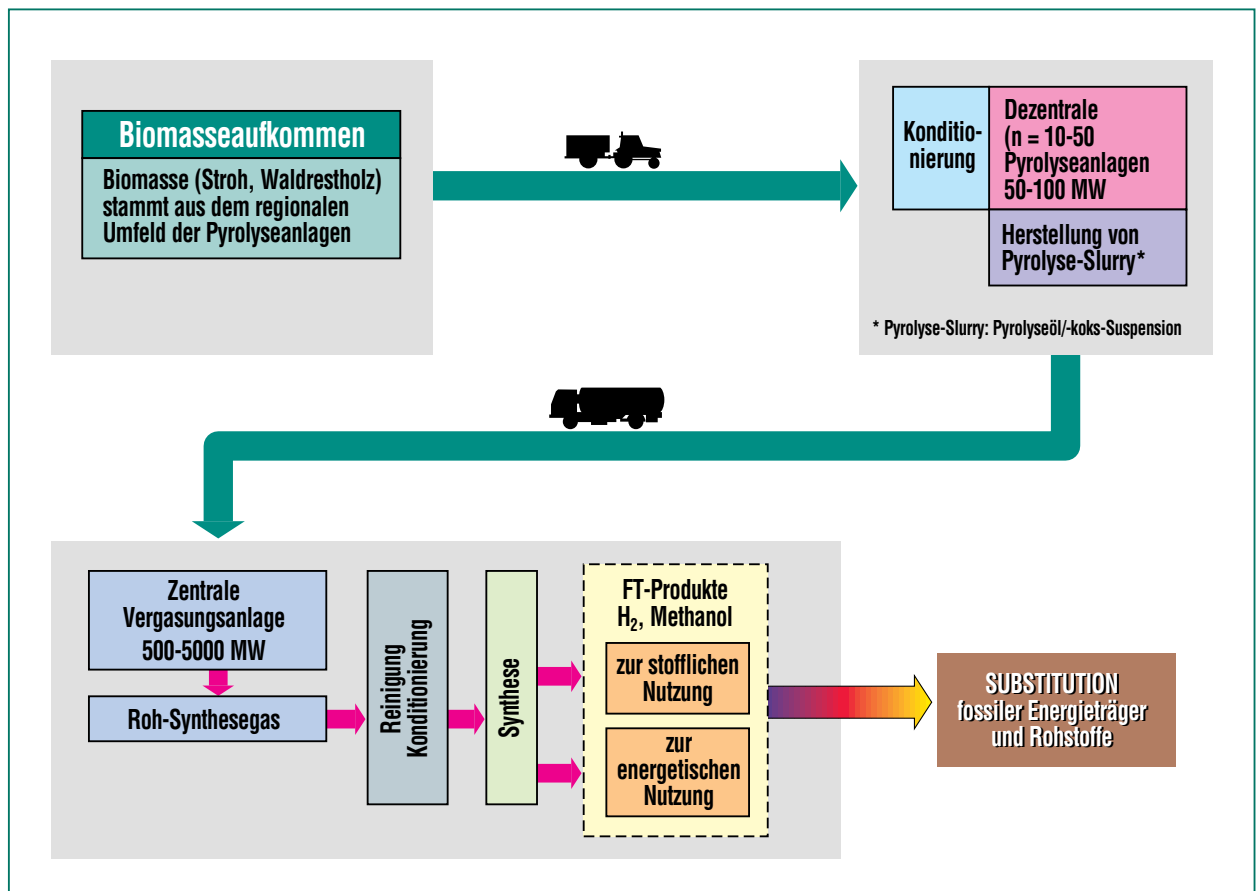


Abb. 4: Zweistufiges Konzept zur Bereitstellung von Synthesegas und Kraftstoff (Synfuel) aus Biomasse.

sein technisches und ökonomisches Umfeld einzuordnen. Hierzu ist die Analyse der gesamten Prozesskette des zweistufigen Konzepts für unterschiedliche Anlagengrößen und verschiedene Rahmenbedingungen erforderlich. Dabei müssen sowohl alternative Wege der Biomassenutzung zur Strom- und Wärmegegewinnung in den Vergleich einbezogen als auch fossile Energieträger gegenübergestellt werden.

Bei den systemanalytischen Untersuchungen interessiert insbesondere die Frage, inwieweit durch die Kombination dezentraler Pyrolyseanlagen mit anschlie-

ßender zentraler Vergasung Kostenvorteile gegenüber der zentralen Vergasung – mit integrierter Pyrolyse – erschlossen werden können. Hierbei ist davon auszugehen, dass beim integrierten Verfahren Größendegressionseffekte stärker genutzt und höhere Wirkungsgrade erzielt werden können, als dies beim zweistufigen Verfahrenskonzept der dezentralen Pyrolyse mit anschließender zentraler Vergasung (und Synthese) der Fall sein dürfte.

ITAS hat hierzu bereits eine Vielzahl von Verfahrensvergleichen durchgeführt, wobei die Arbeiten zu den Alternativen der energeti-

schon Nutzung von Stroh und Waldrestholz als auch zu den fossilen Referenzen nahezu abgeschlossen sind. Nachfolgend wird anhand der Bereitstellungskosten für Synfuel aus Stroh und Waldrestholz ein kleiner Einblick in aktuelle Ergebnisse der systemanalytischen Begleitforschung gegeben.

Kosten für Synfuel

In Abb. 5 sind die Bereitstellungskosten von Synfuel aus Stroh und Waldrestholz den Gestehungskosten von Diesel in einer Raffinerie gegenübergestellt. Hierbei wurde von einer für Deutschland für eine

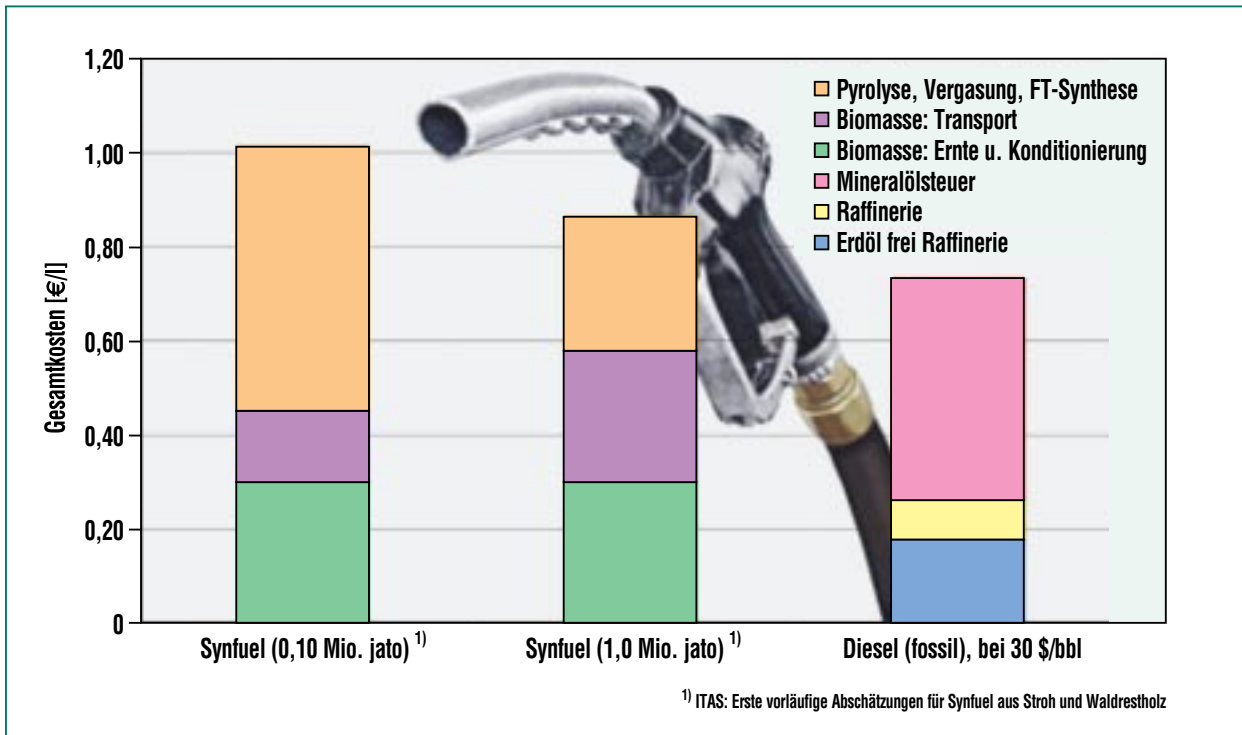


Abb. 5: Kosten von Synfuel aus Stroh und Waldrestholz in einer zentralen Vergasungsanlage mit integrierter Pyrolyse

energetische Nutzung verfügbarer durchschnittlicher Aufkommensdichte von Stroh und Waldrestholz von 90 Mg Trockensubstanz pro km² ausgegangen. Als Anlagenkonzept liegt die zentrale Vergasungsanlage mit integrierter Pyrolyse zugrunde, einschließlich Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Produkte) und Aufarbeitung zum Synfuel. Die Biomasse muss folglich direkt zur Vergasungsanlage transportiert werden; dabei wurde nach zwei Anlagengrößen mit einer Produktion von 0,1 bzw. 1,0 Mio. Jahrestonnen (jato) unterschieden. Zum Vergleich: Bei herkömmlichen Erdöl-Raffinerien kann eher von 10 Mio. jato an Kraftstoffproduktion ausgegangen werden.

Wie die ersten Abschätzungen zeigen, könnte Synfuel, je nach

Anlagengröße, zu rd. 1,0 € bzw. 0,85 € pro Liter frei Vergasungsanlage bereitgestellt werden; bei Diesel liegen die Bereitstellungskosten frei Raffinerie – einschließlich Mineralölsteuer – bei rd. 0,75 € (vgl. Abb. 5). Zur Illustration: Die der Abschätzung zugrunde liegende große Synfuel-Anlage (1 Mio. jato) hat eine Leistung von rd. 5 GW_{in}, einen Biomassebedarf von rd. 8,3 Mio. Mg (Heizwert = 4,0 MWh/Mg) pro Jahr, einen Erfassungsradius für die Biomasse von rd. 160 km und kostet rd. 2,1 Mrd. €.

Weitere Abschätzungen zu den Präferenzen der dezentralen bzw. räumlich integrierten Verfahren bei der Herstellung von Synfuel sind in Bearbeitung; dabei wird u.a. Bezug auf regionale Gege-

benheiten von Baden-Württemberg genommen.

Zusammenfassung

Das Aufkommen an biogenen Rest- und Abfallstoffen von 70-85 Mio. Mg oTS könnte in Deutschland 9-11 % des derzeitigen Primärenergiebedarfs decken. Die Untersuchungen von ITAS zeigen jedoch, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen die Gestehungskosten für Wärme und Strom gegenüber den fossilen Alternativen i.d.R. nicht wettbewerbsfähig sind. Im Vergleich zu anderen Maßnahmen der CO₂-Minderung stellen sich dagegen die erzielbaren CO₂-Minderungskosten als sehr interessant dar. Realisierbare Beschäftigungseffekte sind hierbei

eher von nachrangiger Bedeutung. Wie erste Abschätzungen der systemanalytischen Untersuchungen zu aktuellen FuE-Arbeiten des Forschungszentrums Karlsruhe andeuten, kann Synfuel aus Stroh und Waldrestholz – auch bei Verzicht auf die Mineralölsteuer – bei einem Rohöl-

preis von 30 \$/bbl noch nicht mit Diesel konkurrieren.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich beim Ministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) und beim Minis-

terium für Ernährung und Ländlichen Raum (MLR) des Landes Baden-Württemberg für die finanzielle Unterstützung bei diesen systemanalytischen Untersuchungen.

Literatur

- [1] L. Leible, A. Arlt, B. Fürniß, S. Kälber, G. Kappler, S. Lange, E. Nieke, Chr. Rösch, D. Wintzer, *Forschungszentrum Karlsruhe, Wissenschaftliche Berichte FZKA 6882, 278 S. (2003)* [<http://www.itas.fzk.de/deu/news/2003/18.htm>]
- [2] E. Henrich, E. Dinjus, K. Raffelt, R. Stahl, F. Weirich, *Nachrichten 35 (3), 92-98 (2003)*
- [3] *EEG (2000), BGBl 13, 305-309*
- [4] *EEG (2004), Deutscher Bundestag, 15. Wahlperiode, Drucksache 15/2845, 31.03.2004*
- [5] *BMWi (Hrsg.) (2001), BMWi, Dokumentation Nr. 492, Berlin, 79 S. + Anhang*
- [6] E. Henrich, E. Dinjus, *Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 24, 298-337 (2004)*