

TEXTE

95/2025

Teilbericht

Optionen und Potenziale für die Nutzung von biogenem CO₂ für die Herstellung von strombasierten erneuerbaren Energieträgern

Zum Forschungsvorhaben: Kriterien für eine nachhaltige Bereitstellung und klimagerechte Integration von strombasierten Energieträgern

von:

Daniel Münter, Horst Fehrenbach, Thomas Fröhlich

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg

Herausgeber:

Umweltbundesamt

TEXTE 95/2025

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 3722 43 506 0

FB001794

Teilbericht

Optionen und Potenziale für die Nutzung von biogenem CO₂ für die Herstellung von strombasierten erneuerbaren Energieträgern

Zum Forschungsvorhaben: Kriterien für eine nachhaltige
Bereitstellung und klimagerechte Integration von
strombasierten Energieträgern

von

Daniel Münter, Horst Fehrenbach, Thomas Fröhlich
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
gGmbH, Heidelberg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Abschlussdatum:

Dezember 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien für Klimaschutz und Energie
Maximilian Pagel
Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Jan Seven

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7849>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, August 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen*Autoren.

Kurzbeschreibung: Optionen und Potenziale für die Nutzung von biogenem CO₂ für die Herstellung von strombasierten erneuerbaren Energieträgern

Für die Herstellung vieler erneuerbarer, strombasierter Energieträger und Grundchemikalien wie Methanol, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und synthetisches Erdgas – sogenannter PtGLS-Energieträger – wird neben elektrolytischem Wasserstoff auch eine Kohlenstoffquelle benötigt. Da der technische Reifegrad der Abscheidung aus der Atmosphäre noch nicht industrielle Anforderungen erfüllt und teuer ist, wird biogener Kohlenstoff als eine Alternative diskutiert. Da allerdings der Anbau von Biomasse – vor allem durch den Flächenbedarf und die damit einhergehenden Landnutzungsänderungen – zu erheblichen Umweltschäden führen kann, ist die Nutzung von biogenen Abfall- und Reststoffen zu bevorzugen.

Im ersten Teil dieser Analyse werden aus der Literatur Daten zu globalen biogenen Reststoffpotenzialen zusammengestellt und technische Prozesse zur Nutzung biogener Reststoffe als CO₂-Quelle beschrieben. Es folgt eine Analyse der zur PtGLS-Herstellung benötigten CO₂-Mengen und einer Abschätzung der globalen biogenen CO₂-Potenziale. Der zweite Teil betrachtet die Nachhaltigkeit der im ersten Teil ermittelten CO₂-Quellen, insbesondere Nutzungskonflikte und -alternativen.

Im abschließenden dritten Teil, wird konstatiert, dass von den untersuchten Quellen insbesondere die industriellen Prozesse der Ethanolherstellung und der Zellstofferzeugung geeignete CO₂-Mengen erzeugen, ebenso wie Biomassekraftwerke und Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung (TAB). Biogasanlagen sind eher im kleineren Maßstab verfügbar und nur für eine kleinskalige PtGLS-Produktion geeignet. Aus Nachhaltigkeitsaspekten sind die Ethanolherstellung und Biomassekraftwerke jedoch kritisch zu sehen. Beide Routen werden heute in großen Anlagen überwiegend mit Anbaubiomasse oder großen Mengen an Waldholz betrieben. Ein weiterer Ausbau dieser Prozesse ist aufgrund der damit verbundenen negativen Umweltwirkungen und schwindender Waldsenken nicht wünschenswert. Die Nutzung von biogenem CO₂ aus Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung und Zellstofffabriken erscheinen als diejenigen Optionen mit den kurz und mittelfristig betrachtet geringsten Nachteilen bei signifikanten ungehobenen Potenzialen.

Abstract: Options and Potential for the Use of Biogenic CO₂ as a Feedstock for the Production of Electricity-based Renewable Fuels

In addition to electrolytic hydrogen, a carbon source is also needed to produce many renewable, electricity-based energy carriers such as methanol, Fischer-Tropsch fuels and synthetic natural gas – so-called PtGLS energy carriers. Since the technical maturity of atmospheric CO₂ capture does not yet meet industrial requirements and is expensive, biogenic carbon is being discussed as an alternative. However, since the cultivation of biomass can lead to significant environmental damage, especially due to the need for land and the associated land-use changes, the use of biogenic waste and residual materials is preferred.

In the first part of this analysis, data on global biogenic waste and residue potentials are compiled from the literature and technical processes for using biogenic residues as a CO₂ sources are described. This is followed by an analysis of the CO₂ quantities required for PtGLS production and an estimate of the global biogenic CO₂ potential. The second part considers the sustainability of the CO₂ sources identified in the first part, in particular conflicts of use and alternatives.

In the concluding third part, it is stated that, of the sources examined, the industrial processes of ethanol production and pulp production generate suitable quantities of CO₂, as do biomass power plants and thermal waste treatment plants. Biogas plants are more likely to be available on a smaller scale and are only suitable for small-scale PtGLS production. From a sustainability

perspective, however, ethanol production and biomass power plants are to be viewed critically. Both routes are currently primarily using cultivated biomass when operated in large plants. Further expansion of these processes is not desirable due to the raw materials, which are mostly cultivated in monocultures, and the associated negative environmental impacts. The use of biogenic CO₂ from thermal waste treatment plants and pulp mills appears to be the option with the fewest disadvantages in the short and medium term, with significant untapped potential.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis.....	9
Zusammenfassung.....	10
Summary	12
1 CO ₂ aus biogenen Abfall- und Reststoffen und industriellen Biomasseprozessen.....	14
1.1 Biogene Abfall- und Reststoffe	14
1.2 Globale biogene Reststoffpotenziale	15
1.3 Technische Prozesse zur Nutzung biogener Reststoffe als CO ₂ -Quelle	16
1.4 Biogenes CO ₂ aus Prozessen mit Anbaubiomasse	19
1.5 Benötigte CO ₂ -Mengen	19
1.6 Globale und regionale biogene CO ₂ -Potenziale	20
2 Nachhaltigkeitsbewertung	25
2.1 Nutzungskonflikte	25
2.2 Nutzungsalternativen.....	25
2.3 Entwicklung/Erschließung von biogenen CO ₂ -Quellen	26
2.4 CO ₂ -Bilanzierung und erweiterte Nachhaltigkeitskriterien	27
3 Fazit	29
4 Quellenverzeichnis	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Jährliches globales Bioenergiepotenzial aus organischen Reststoffen nach Klepper et al. (2019).....	16
--------------	---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	CO ₂ -Bedarfe strombasierter Energieträger	19
Tabelle 2:	Übersicht über Ethanol-Produktion und CO ₂ -Emissionen in verschiedenen Ländern/Regionen (Stand 2020).....	21

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
BECCS	Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff aus der Nutzung von Bioenergie (englisch: Bioenergy Carbon Capture and Storage)
Bio-CCS	Abscheidung und Speicherung biogenen Kohlenstoffs (englisch: Biogenic Carbon Capture and Storage)
BtL	Biomassebasierte flüssige Energieträger (englisch: Biomass to Liquid)
EOR	Unterstützte Ölförderung (englisch: Enhanced Oil Recovery)
MVA	Müllverbrennungsanlage
PBtL	Strom- und biomassebasierte flüssige Energieträger (englisch: Power and Biomass to Liquid)
PTGLS	Strombasierte Energieträger und Grundchemikalien in gasförmiger, flüssiger oder fester Form (englisch: Power-to-Gas/Liquid/Solid)
SNG	Synthetisches Erdgas (englisch: Synthetic Natural Gas)
TAB	(Anlagen zur) Thermische(n) Abfallbehandlung
THG	Treibhausgase

Zusammenfassung

Für die Herstellung vieler erneuerbarer, strombasierter Energieträger wie Methanol, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und synthetisches Erdgas – sogenannter PtGLS-Energieträger – wird neben elektrolytischem Wasserstoff auch eine Kohlenstoffquelle benötigt. In den Herstellungsverfahren, die im Hauptbericht dieses Forschungsvorhabens detailliert beschrieben werden, wird der Kohlenstoff als CO₂ in die Synthese eingebracht. Der Basisfall ist dabei die Nutzung von CO₂, das aus der Atmosphäre abgeschieden wurde (englisch: Direct Air Capture, DAC). Da der technische Reifegrad von DAC noch nicht industrielle Anforderungen erfüllt und dieses Verfahren auch mittelfristig mit hohen Kosten verbunden ist, wird biogener Kohlenstoff als eine Alternative diskutiert. Da allerdings der Anbau bzw. die Bereitstellung von Biomasse – vor allem durch den Flächenbedarf und die damit einhergehenden Landnutzungsänderungen – zu erheblichen Umweltschäden führen kann, ist die Nutzung von biogenen Abfall- und Reststoffen zu bevorzugen. In diesem Papier wird analysiert, welche technischen Optionen für die Nutzung bestehen, welche Potenziale global vorhanden sind und wie die Nachhaltigkeit zu bewerten ist.

Im ersten Teil dieser Analyse werden aus der Literatur Daten zu globalen biogenen Reststoffpotenzialen zusammengestellt und technische Prozesse zur Nutzung biogener Reststoffe als CO₂-Quelle beschrieben. Dazu gehören Holzabfallstoffe, Agrarreststoffe, Hausmüll, sowie Gülle und Festmist, die biochemisch oder thermochemisch umgesetzt werden können. Zusätzlich wird dargestellt, in welchen Prozessen, in denen Anbaubiomasse eingesetzt wird, heute größere Mengen an CO₂ erzeugt werden. Von globaler Bedeutung sind hier die Ethanolherstellung und Zellstofffabriken. Der erste Teil dieses Papiers wird dann mit einer Analyse der zur PtGLS-Herstellung benötigten CO₂-Mengen und einer Abschätzung der globalen biogenen CO₂-Potenziale abgeschlossen.

Der zweite Teil dieses Kurzpapiers betrachtet die Nachhaltigkeit der im ersten Teil ermittelten CO₂-Quellen. So können Umweltwirkungen durch Konflikte mit bereits bestehenden Nutzungspfaden entstehen, wenn in diesen der entzogene Abfall- oder Reststoff ersetzt werden muss. Ein Beispiel ist die Nutzung von Holzresten in der Produktion von Spanplatten. Würde diese Biomasse in Kraftwerke umgeleitet, könnte dies zu einem erhöhten Primäreinschlag für die Produktion von Spanplatten führen. Die Abscheidung von CO₂ benötigt außerdem in der Regel Wärme und/oder Strom. Wird diese einem bestehenden Markt entzogen, muss die Versorgung durch andere Energiequellen ausgeglichen werden. Das führt zu zusätzlichen Emissionen.

Für die in diesem Papier betrachteten biogenen Rest- und Abfallstoffe und auch für das in den Prozessen erzeugte CO₂ gibt es eine Reihe von anderen Nutzungspfaden. Welcher der unter Umweltsichtspunkten vorteilhafteste ist, kann nur durch eine detaillierte Betrachtung, bezogen auf Substrate, Prozesse und Standorte ermittelt werden. Zum Abschluss des zweiten Teils wird analysiert, wie sinnvoll es ist, die vorgestellten Quellen von biogenen CO₂ zu erschließen und ggf. auszubauen.

Im dritten und abschließenden Teil, wird konstatiert, dass für eine kommerzielle Produktion von kohlenstoffhaltigen PtGLS-Produkten große Mengen CO₂ nötig sind: für kleine Anlagen mindestens 5-50 Kilotonnen pro Jahr und für mittlere bis große Anlagen bis zu mehreren Megatonnen pro Jahr. Diese Mengen sind, abgesehen von der derzeit noch teuren Abscheidung aus Luft, nur an Standorten mit großen Punktquellen verfügbar.

Von den untersuchten Quellen sind aufgrund der großen lokalen CO₂-Mengen insbesondere die industriellen Prozesse der Ethanolherstellung und der Zellstofferzeugung geeignet, sowie

Biomassekraftwerke und Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung (TAB). Biogasanlagen sind eher im kleineren Maßstab verfügbar und nur für eine kleinskalige PtGLS-Produktion geeignet.

Aus Nachhaltigkeitsaspekten sind die Ethanolherstellung und Biomassekraftwerke jedoch kritisch zu sehen. Beide Routen lassen sich zwar mit biogenen Abfall- und Reststoffen nutzen, werden heute aber in großen Anlagen überwiegend mit Anbaubiomasse oder Waldholz betrieben. Ein weiterer Ausbau dieser Prozesse ist aufgrund der meist in Monokultur angebauten Rohstoffe, der damit verbundenen negativen Umweltwirkungen und schwindender Waldsenken (u.a.) nicht wünschenswert. Eine Beschränkung auf biogene Abfall- und Reststoffe müsste mit erweiterten Nachhaltigkeitskriterien verbunden werden, um auszuschließen, dass die Verwendung der so deklarierten Reststoffe oder die Prozesse zur Bereitstellung dieser Reststoffe zu negativen Umweltwirkungen führen. Dabei besteht das Problem, dass viele biogene Reststoffe derzeit schon genutzt werden und alternative Nutzungspfade zur Biomasseverbrennung oft ökologisch vorteilhafter sind.

Die Nutzung von biogenem CO₂ aus Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung und Zellstofffabriken erscheinen als diejenigen Optionen mit den kurz und mittelfristig betrachtet geringsten Nachteilen bei signifikanten ungehobenen Potenzialen. Ein Anreiz zur globalen Produktionsausweitung und einem damit verbundenen Biomassebedarf durch die CO₂-Nutzung ist auf dem Zellstoffmarkt nicht zu erwarten. Eine globale Ausweitung der thermischen Abfallbehandlung könnte positive Effekte auf die Umweltbilanz des Abfallsektors in den Produktionsländern haben. Es wäre insbesondere vorteilhaft, wenn organische Abfälle nicht mehr in einfachen Deponien Methan freisetzen würden.

Die Nutzung von biogenem CO₂ aus größeren Punktquellen zur Herstellung von PtGLS-Produkten konkurriert allerdings global mit Planungen zur Abscheidung und dauerhaften Speicherung (Sequestrierung) von CO₂.

Summary

In addition to electrolytic hydrogen, a carbon source is needed to produce many renewable, electricity-based energy carriers such as methanol, Fischer-Tropsch fuels and synthetic natural gas – so-called PtGLS energy carriers. In the production processes, which are described in detail in the main report of this research project, the carbon is introduced into the synthesis as CO₂. The base case is the use of CO₂ that has been captured from the atmosphere (Direct Air Capture, DAC). Since the technical maturity of DAC does not yet meet industrial requirements and this process is also associated with high costs in the medium term, biogenic carbon is being discussed as an alternative. However, since the cultivation of crops can lead to significant environmental damage, especially due to the need for arable land and the associated land-use changes, the use of biogenic waste and residual materials is preferable. This paper analyses the technical options for their use, their global potential and how sustainability is to be assessed.

In the first part of this analysis, data from the literature on the global biogenic waste potential is compiled and technical processes for the use of biogenic waste as a CO₂ source are described. The investigated streams include wood waste, agricultural waste, household waste, as well as slurry and solid manure. These can be converted either biochemically or thermochemically. In addition, the processes in which farmed crops are used to produce larger quantities of CO₂ are presented. Of global importance are ethanol production and pulp mills. The first part of this paper concludes with an analysis of the CO₂ quantities required for PtGLS production and an estimate of the global biogenic CO₂ potential.

The second part of this paper considers the sustainability of the CO₂ sources identified in the first part. Environmental impacts can arise from conflicts with existing utilization pathways if the extracted waste or residual material has to be replaced in these pathways. One example is the use of wood residues in the production of chipboards. If this biomass was diverted to power plants, this could lead to an increased wood harvesting for the production of chipboard. Furthermore, CO₂ sequestration usually requires heat and/or electricity. If these are withdrawn from an existing market, the supply must be compensated for by other energy sources. This leads to additional emissions.

There are several other uses for the biogenic residues and waste materials considered in this paper, as well as for the CO₂ produced in the processes. Which of these is the most advantageous from an environmental point of view can only be determined by a detailed consideration, based on substrates, processes and locations. At the end of the second part, it is analysed if it makes sense to develop and expand the presented sources of biogenic CO₂.

In the third and final part, it is concluded that large quantities of CO₂ are needed for the commercial production of carbon-containing PtGLS products: at least 5-50 kilotons per year for small plants and up to several megatons per year for medium to large plants. Apart from the currently expensive separation from air, these quantities are only available at locations with large point sources.

Of the sources examined, the industrial processes of ethanol production and pulp production are particularly suitable due to the large local quantities of CO₂, as are biomass power plants and thermal waste treatment plants. Biogas plants are more likely to be available on a smaller scale and are only suitable for small-scale PtGLS production.

However, ethanol production and biomass power plants are to be viewed critically from a sustainability perspective. Although both routes can be used with biogenic waste and residual materials, today they are operated primarily with cultivated biomass in large plants. Further expansion of these processes is not desirable due to the raw materials, which are mostly

cultivated in monocultures, which is associated negative environmental impacts. A restriction to biogenic waste and residual materials would have to be linked to extended sustainability criteria to avoid that their use leads to negative environmental impacts. Furthermore, many biogenic residual materials are already being used. Alternative uses to biomass combustion are also ecologically advantageous.

The use of biogenic CO₂ from thermal waste treatment plants and pulp mills appears to be the options with the fewest drawbacks in the short and medium term, with significant untapped potential. An incentive for the expansion of global production and associated biomass demand due to CO₂ utilization is not to be expected on the pulp market. The global expansion of thermal waste treatment could have positive effects on the environmental impacts of the waste sector in the producing countries. In particular, it would be advantageous if organic waste no longer released methane in simple landfills.

However, the use of biogenic CO₂ from larger point sources to produce PtGLS products competes globally with plans for the capture and permanent storage (sequestration) of CO₂.

1 CO₂ aus biogenen Abfall- und Reststoffen und industriellen Biomasseprozessen

Für die Herstellung vieler erneuerbarer, strombasierter Energieträger wie Methanol, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und synthetisches Erdgas – sogenannter PtGLS-Energieträger – wird neben elektrolytischem Wasserstoff auch eine Kohlenstoffquelle benötigt. In den Herstellungsverfahren, die im Hauptbericht dieses Forschungsvorhabens detailliert beschrieben werden, wird der Kohlenstoff als CO₂ in die Synthese eingebracht. Der Basisfall ist dabei die Nutzung von CO₂, das aus der Atmosphäre abgeschieden wurde (englisch: Direct Air Capture, DAC). Da der technische Reifegrad von DAC noch nicht industrielle Anforderungen erfüllt und dieses Verfahren auch mittelfristig mit hohen Kosten verbunden ist, wird biogener Kohlenstoff als eine Alternative diskutiert. Da allerdings der Anbau von Biomasse – vor allem durch den Flächenbedarf und die damit einhergehenden Landnutzungsänderungen – zu erheblichen Umweltschäden führen kann (European Commission 2019; Woltjer et al. 2017), ist die Nutzung von biogenen Abfall- und Reststoffen zu bevorzugen. In diesem Papier wird analysiert, welche technischen Optionen für die Nutzung bestehen, welche Potenziale global vorhanden sind und wie die Nachhaltigkeit zu bewerten ist.

1.1 Biogene Abfall- und Reststoffe

Dieser Abschnitt enthält eine kurze Übersicht über die Begriffsdefinitionen ausgewählter biogener Abfall- und Reststoffströme. Ausführlichere Beschreibungen finden sich z. B. in Fehrenbach et al. (2019).

Wald(rest)holz

Die energetisch nutzbaren Sortimenten zur Ausweisung von Potenzialen aus der Forstwirtschaft werden in vielen Studien als Waldrestholz oder Schwachholz bezeichnet. Dabei wird meist mit verschiedenen Methoden für forstliche Betriebe abgeschätzt, ob das eingeschlagene Holz stofflich genutzt werden soll, oder aber keine stoffliche Nutzung möglich ist. In der Forstwirtschaft selbst ist der Begriff *Waldrestholz* nicht gebräuchlich. Der Unterschied macht sich daran fest, ob das eingeschlagene Holz aus ökonomischen Gründen für die Sägewirtschaft als geeignet gesehen wird. Ist dies nicht der Fall geht das Holz, ungeachtet, ob es sich um Derbholz (Durchmesser >7 cm) oder schwächeres Holz handelt, in die Zellstoff- oder Papierindustrie, in die Holzwerkstoffindustrie oder in die Energienutzung. Welche Volumina wo landen, ist allein abhängig von der Marktlage (Fehrenbach et al. 2019).

Aus diesem Grund stellt die Ermittlung von energetisch nutzbaren Wald(rest)holzpotenzialen die größte Herausforderung dar.

Es wird darauf hingewiesen, dass die häufig getroffene Annahme einer CO₂-Neutralität der Verbrennung von Waldholz heute umstritten ist. Basis dieser Annahme ist, dass Holz ein nachwachsender Rohstoff ist, dessen Kohlenstoffgehalt zeitlich gebunden ist und am Lebensende (Zerfall oder Verbrennung) als CO₂ in die Atmosphäre zurückkehrt, aus der es zuvor aufgenommen worden war. Vor allem in globaler Perspektive halten sich das Wachstum von Bäumen und die Nutzung von Holz nicht zwangsläufig die Waage. Wird dem Wald mehr entnommen als nachwächst, ist das Gleichgewicht gestört. Die Entnahme von Holz aus dem Wald verringert die Senkenleistung des Waldes. In verschiedenen Studien wird daher vorgeschlagen, das emittierte CO₂ mit einem THG-relevanten Faktor zu berücksichtigen (Hennenberg et al. 2022).

Altholz/Industrierestholz

Altholz wird in der Altholzverordnung definiert als gebrauchte Erzeugnisse aus Massivholz, Holzwerkstoffen oder aus Verbundstoffen mit überwiegendem Holzanteil. Industrierestholz besteht aus den in Betrieben der Holzbe- oder -verarbeitung anfallenden Holzresten einschließlich der in Betrieben der Holzwerkstoffindustrie anfallenden Holzwerkstoffreste sowie aus anfallenden Verbundstoffen mit überwiegendem Holzanteil.

Landwirtschaftliche Reststoffe (Stroh, Ernterückstände etc.)

Unter dem Begriff Stroh werden ausgedroschene und trockene Halme und Blätter von Getreide, Ölpflanzen, Faserpflanzen oder Hülsenfrüchten zusammengefasst, während Ernterückstände allgemein oberirdische Nutzpflanzenteile bezeichnen, die bei der Ernte von der Hauptfrucht getrennt werden.

Gülle, Festmist

Gülle ist eine Mischung aus Kot und Harn aus der Stallhaltung von Schweinen und Rindern. Festmist ist eine Mischung aus Kot und Harn aus der Stallhaltung von Nutztieren, die durch ein eingestreutes Bindemittel, meist Stroh, eingedickt ist.

Bioabfall/biogener Anteil Siedlungsabfälle

Bioabfall im Sinne der Bioabfallverordnung sind „Abfälle tierischer oder pflanzlicher Herkunft oder aus Pilzmaterialien zur Verwertung, die durch Mikroorganismen, bodenbürtige Lebewesen oder Enzyme abgebaut werden können, einschließlich Abfälle zur Verwertung mit hohem organischem Anteil tierischer oder pflanzlicher Herkunft oder an Pilzmaterialien“ ... „Bodenmaterial ohne wesentliche Anteile an Bioabfällen gehört nicht zu den Bioabfällen; Pflanzenreste, die auf forst- oder landwirtschaftlich genutzten Flächen anfallen und auf diesen Flächen verbleiben, sind keine Bioabfälle.“

Klärschlamm

Klärschlamm ist der nach Durchlaufen von Reinigungsstufen einer (kommunalen oder industriellen) Kläranlage abgeschiedene Schlamm.

1.2 Globale biogene Reststoffpotenziale

Welche Mengen an biogenen Reststoffen stehen global potenziell zur Verfügung? Auf diese Frage finden verschiedene Studien sehr unterschiedliche Antworten. Die Unsicherheiten in den Daten werden umso größer, wenn die Analysen auch die Entwicklung in der Zukunft, etwa bis zum Jahr 2050, betrachten. Klepper und Thrän (2019) geben einen Überblick über die in der Literatur genannten Potenziale. Die Veröffentlichungsdaten der zitierten Studien liegen dabei teilweise weit in der Vergangenheit. Die ausgewählten Arbeiten schätzen ein technisches Bioenergiepotenzial ab, für das in der Regel angenommen wurde, eine Abholzung von Wäldern ebenso auszuschließen wie Biomasse, die für Nahrungsmittel, Futter und Faserstoffe gebraucht wird. Je nach Studie wurden unterschiedliche Nachhaltigkeitskriterien etwa in Bezug auf Biodiversität oder Wasserverfügbarkeit angelegt. So resultieren sehr unterschiedliche Schätzungen des globalen nachhaltigen Bioenergiepotenzials aus Landwirtschaft, Wald und Reststoffen.

Für primäre (Abfälle des Holzeinschlags), sekundäre (Abfälle der Holzverarbeitung) und tertiäre (Holzabfälle nach Endnutzung) **Holzabfallstoffe** geben Klepper und Thrän (2019) das globale Potenzial zwischen 12 und 35 Exajoule pro Jahr an, warnen aber vor indirekten Auswirkungen, etwa durch Umnutzung (siehe auch Kapitel 2.1).

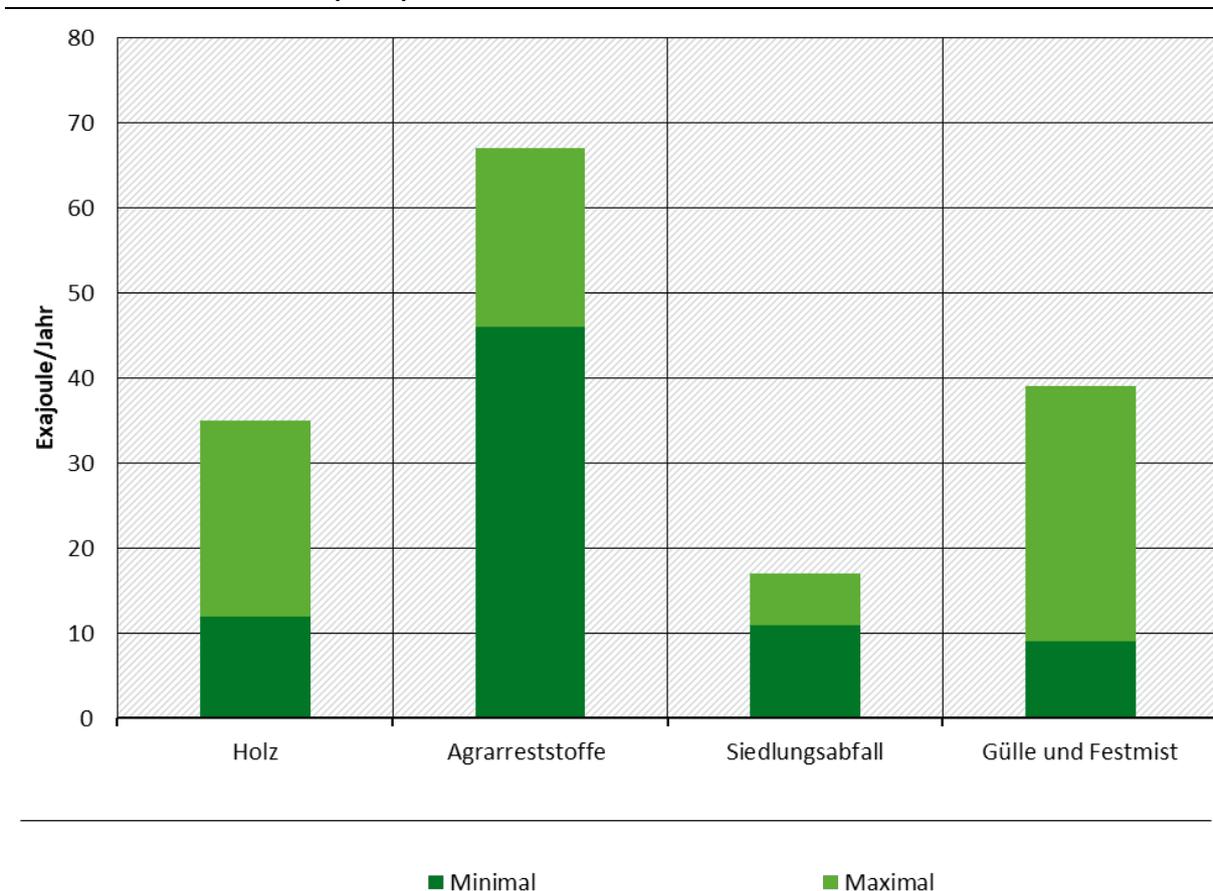
Für **Agrarreststoffe** ermitteln Klepper und Thrän (2019) aus der Literatur ein globales Potenzial von 46 bis 67 Exajoule pro Jahr. Auch hier weist die Studie auf schon vorhandene Nutzung beispielsweise als Tierfutter und Feuerholz – vor allem in Entwicklungsländern – hin. Wie in Kapitel 2.1 gezeigt, gilt dies auch für Deutschland.

Schätzungen für das technische Biomassepotenzial von **Hausmüll** basierend auf den Energiewerten von biogenem und nicht- biogenem Müll liegen zwischen 11 bis 17 Exajoule pro Jahr.

Die Werte für **Gülle und Festmist** sind mit noch größerer Unsicherheit behaftet und werden auf 9 bis 39 Exajoule pro Jahr geschätzt. Auch Tierexkrememente werden allerdings bereits in großem Umfang als Dünger und Brennstoff genutzt.

Insgesamt schätzen Klepper und Thrän (2019) deshalb aus der Literatur ein jährliches Bioenergiepotenzial aus organischen Reststoffen von 40 bis 140 Exajoule. Der *Special Report Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* des IPCC beziffert die Spanne für biogene Abfall- und Reststoffe auf 25 – 280 Exajoule pro Jahr (IPCC 2012).

Abbildung 1: Jährliches globales Bioenergiepotenzial aus organischen Reststoffen nach Klepper und Thrän (2019)



Quelle: ifeu nach Daten von Klepper und Thrän (2019)

1.3 Technische Prozesse zur Nutzung biogener Reststoffe als CO₂-Quelle

Es gibt zwei große Konversionspfade, auf denen biogene Reststoffe energetisch oder stofflich verwertet werden können:

- ▶ **Biochemische Konversion:** Hier werden Reststoffe durch anaerobe Fermentation zu Biogas ggf. mit folgender Auf-/Weiterverarbeitung zu Biomethan genutzt. Für diesen Verwertungsweg sind Gülle, Festmist, Klärschlamm, organische Siedlungsabfälle und ein großer Teil der landwirtschaftlichen Reststoffe geeignet. Gärreste aus Biogasanlagen können als Dünger auf Anbauflächen ausgebracht werden. Regionen mit hohen Nährstoffüberschüssen, z. B. aus der Tierhaltung, können allerdings Probleme haben, Gärreste in großen Mengen aufzunehmen,
- ▶ **Thermo-chemische Konversion:** Durch Verbrennung (ggf. mit vorgeschalteter Torrefizierung oder Pyrolyse) lassen sich Reststoffe zur Erzeugung von Wärme und Strom einsetzen. Durch Vergasung mit anschließender Synthese zu Biomethan oder flüssigen Energieträgern (Methanol, Fischer-Tropsch-Produkte, DME) lassen sich Energieträger herstellen, die dann als Kraftstoffe oder Basisstoffe für chemische Synthesen genutzt werden können. Für die thermo-chemische Konversion eignen sich die Holzfraktionen und die holzartigen landwirtschaftlichen Reststoffe (vor allem Stroh). Für den biogenen Anteil der Siedlungsabfälle steht hier nur die Verbrennung in Anlagen für die thermische Abfallbehandlung (Müllverbrennung) als Verwertungsweg offen.

Eine umfassendere Übersicht über technische Nutzungspfade findet sich beispielweise in Kaltschmitt et al. (2016). Im Folgenden werden Prozesse näher beschrieben, bei denen potenziell nutzbares biogenes CO₂ anfällt. Dabei wurde der Schwerpunkt auf heute schon verfügbare und eingesetzte Technologien gelegt.

Biogasaufbereitung aus Vergärung

In Biogasanlagen werden heute Energiepflanzen (z. B. Mais, Grünroggen, sonstige Getreideganzpflanzen), landwirtschaftliche Reststoffe (z. B. Ernterückstände, Stroh, Gülle, Mist), organische Siedlungsabfälle (z. B. Grünschnitt, Bioabfälle) oder Klärschlamm vergärt. Dabei werden diese organischen Stoffe in feuchter Umgebung unter Luftabschluss (anaerobes Milieu) mikrobiologisch abgebaut und dabei Rohbiogas erzeugt, das zwischen 50-70 % Methan und 30-50 % CO₂ enthält.

Bisher wird der Großteil des Rohbiogases vor Ort in Strom (und Wärme) umgewandelt. Derzeit wird nur ein kleiner Teil aufbereitet und als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist. In der EU sind es etwa 17 % des erzeugten Biogases (European Biogas Association 2022). Für die Einspeisung muss Biomethan bestimmte Qualitätskriterien erfüllen, die vom jeweiligen Gasnetz abhängen. Dabei sind insbesondere der Methangehalt und die CO₂-Konzentration wichtig. Bei der Biogasaufbereitung werden deshalb CO₂ und andere unerwünschte Gaskomponenten entfernt. Üblicherweise wird das abgetrennte CO₂ in die Atmosphäre entlassen.

Ein großer Nachteil der Gewinnung von biogenem CO₂ aus der Biogasaufbereitung ist die geringe Menge von CO₂, die eine durchschnittliche Aufbereitungsanlage liefert. Zur Versorgung einer größeren PtGLS-Anlage müsste das CO₂ zahlreicher Biomethananlagen verflüssigt transportiert oder über ein CO₂-Netz gesammelt werden.

Biomassekraftwerke/-heizwerke

In Biomasse(heiz)kraftwerken werden Strom und Wärme aus Biomasse erzeugt. Bedeutende Anlagentypen sind Biomasse-Kondensationskraftwerke, Organic-Rankine-Cycle-Anlagen und thermische Biomassevergaseranlagen. Im Stromsektor kommen vor allem Kondensationskraftwerke mit Biomassefeuerung im Leistungsbereich von wenigen bis zu mehreren hundert Megawatt zum Einsatz (IEAGHG 2011). Häufig werden Anlagen sowohl mit Kohle als auch Biomasse befeuert (Mitverbrennung/Co-Firing). So wurde das größte Biomassekraftwerk Europas in North Yorkshire, Großbritannien, ursprünglich mit Kohle

betrieben und vom Betreiber Drax Global ab 2013 über steigende Biomassemitverbrennung zu einem reinen Biomassekraftwerk mit 2,6 GW Kapazität umgerüstet (Drax Global 2018; Enerdata 2023).

Als Brennstoffe kommen in Biomassekraftwerken vorwiegend Holz (Holzhackschnitzel oder Pellets aus Resthölzern, Holzabfällen, aber auch Stammholz), sowie Stroh und andere holzige Ernterückstände zum Einsatz. Der CO₂-Gehalt im Rauchgas unterscheidet sich von dem fossiler Kraftwerke – bedingt durch den individuellen Sauerstoff-, Kohlenstoff- und Feuchtigkeitsgehalt der Biomasse. Je niedriger der Wassergehalt des Brennstoffes, desto höher ist die CO₂-Konzentration im Abgas. Übliche CO₂-Konzentrationen bewegen sich im Bereich 14-17 Vol.-% (Global CCS Institute 2010)

Thermische Abfallbehandlung

Als thermische Abfallbehandlungsanlagen (TAB) zählen „klassische“ Müllverbrennungsanlagen (MVA) und Kraftwerke oder Heizkraftwerke, die ausschließlich Ersatzbrennstoff (EBS) einsetzen. Der wesentliche Unterschied besteht zumeist darin, dass MVA grundsätzlich andienungspflichtige Siedlungsabfälle verbrennen, während EBS-Kraftwerke vom Grundprinzip auf vorbehandelte (z. B. sortierte) Fraktionen aus dem Bereich Siedlungsabfälle oder auch überwiegend gewerbliche Abfälle abstellen. Von technischer Seite sind die beiden Kategorien nicht zu unterscheiden: in allen Fällen handelt es sich um Rostfeuerungsanlagen mit Abhitzeessel (in seltenen Fällen zirkulierende Wirbelschicht) mit einer Abgasreinigung.

Die CO₂-Konzentration im Abgas hängt auch von der Zusammensetzung des Brennstoffs in der TAB ab. Er liegt für europäische Anlagen bei etwa 10-11 Vol.-%. Der Anteil biogenen Kohlenstoffs daran beträgt heute in Europa rund 50 %.

Abscheidetechnologien

Für die Abscheidung von CO₂ aus Biogas oder den Abgasströmen von Biomassekraftwerken stehen eine Reihe von Abscheidetechnologien zu Verfügung. Eine Überblick dazu findet sich in Fröhlich et al. (2019). In vielen Studien wird die Abscheidung über eine sogenannte Aminwäsche angenommen, da dies ein im industriellen Maßstab etabliertes Verfahren ist. Die Abscheiderate mit Aminwäsche kann mit 85-90 % angenommen werden.

Nicht berücksichtigte Konversionspfade

Da dieses Arbeitspapier die potenziellen Quellen für biogenes CO₂ behandelt, werden die stofflichen und energetischen Verwertungswege der Reststoffe via Vergasung nicht weiter behandelt. Diese Nutzungspfade werden häufig als BtG- (engl. Biomass to Gas) bzw. BtL-Prozesse (engl. Biomass to Liquid) bezeichnet. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in (Liebich et al. 2020).

Eine weitere Quelle biogenen Kohlenstoffs, die in der Literatur beschrieben wird, ist die Verbrennung biogener Reststoffe und Abfälle in der Zementindustrie. Die Anteile von biogenem CO₂ in den Abgasen europäischer Zementwerke liegen heute zwischen 5 und 15 %. Höhere Anteile sind wegen des vergleichsweise niedrigen Heizwertes der Biomasse nur schwer zu erreichen (Cavalett et al. 2022). Die CO₂-Emissionen in einem Zementwerk entstehen außerdem zu 50-60 % durch das Brennen des Kalksteins in der Klinkerherstellung. Dieses fossile CO₂ ist im Prozess nicht vermeidbar. Eine Berücksichtigung als CO₂-Quelle für die Herstellung strombasierter Energieträger würde somit zu fossilen Emissionen führen – zumindest, wenn diese Energieträger nicht dauerhaft stofflich, sondern als Kraft- oder Brennstoffe eingesetzt werden. Wie mit unvermeidbaren fossilen CO₂-Emissionen aus der Industrie umgegangen werden sollte, ist nicht Gegenstand dieses Arbeitspapiers.

1.4 Biogenes CO₂ aus Prozessen mit Anbaubiomasse

Neben dem CO₂ aus der Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen gibt es bestehende industrielle Prozesse auf Basis von Anbaubiomasse, in denen biogenes CO₂ in größeren Mengen entsteht. Da dieses bislang weitgehend ungenutzt ist, könnte es zumindest für eine Übergangszeit als CO₂-Quelle für nachhaltige synthetische Energieträger dienen.

Ethanolherstellung

Die alkoholische Fermentation wird in großem Umfang zur Produktion von Bioethanol zur Verwendung als Biokraftstoff und als Ausgangsstoff in der chemischen Industrie eingesetzt. Als Basis dienen zucker- oder stärkehaltige Rohstoffe wie Zuckerrüben, Zuckerrohr, Mais oder Getreide. Die Zuckermoleküle werden von Hefen zu Alkohol vergoren. Bei diesem Vergärungsprozess entstehen pro Kilogramm Bioethanol 0,96 kg CO₂ (Meisel et al. 2015). CO₂ aus der Bioethanolproduktion fällt nach einer prozessbedingten CO₂-Wäsche bei Raumtemperatur und in hoher Konzentration (98,8-99,6 % auf Trockenbasis) an (Koorneef et al. 2012). Derzeit wird das CO₂ oft ungenutzt in die Atmosphäre geleitet. Wegen der hohen Reinheit und der dadurch einfachen Weiterverwendung wird dieses CO₂ aber auch bevorzugt in der Nahrungs- und Getränkeindustrie verwendet.

Ethanol lässt sich grundsätzlich auch aus lignocellulosehaltigen Reststoffen herstellen. Diese Option spielt aber nach (OECD und FAO 2023) bislang und auch mittelfristig nur eine marginale Rolle. Die einzige zuletzt in Europa auf Strohbasis betriebene Ethanolanlage in Rumänien hat im Dezember 2023 nach weniger als zwei Jahren den Betrieb eingestellt.¹ Als Grund wurde angegeben, dass die Ausbeuten nicht ausreichen, um ökonomisch zu arbeiten.

Zellstofffabriken

Die Herstellung von Zellstoff für die Papierindustrie ist eine weitere Quelle biogener CO₂-Emissionen. Die Mehrzahl der Zellstofffabriken weltweit arbeiten nach dem Sulfat- bzw. Kraftverfahren. Dabei werden Hackschnitzel oder zerkleinerte Pflanzenteile unter Druck mehrere Stunden mit Natronlauge, Natriumsulfid und Natriumsulfat erhitzt. Das pflanzliche Lignin wird so von der Zellulose gelöst und als sogenannte Schwarzlauge abgetrennt. Der organische Anteil der Schwarzlauge wird im sogenannten Rückgewinnungskessel verbrannt, um die Chemikalien zurückzugewinnen. Die entstehende Wärme wird meist genutzt, um Dampf und Strom zu erzeugen. Je Tonne trockenen Zellstoffs werden zwischen 1600 und 2400 kg biogenes CO₂ im Abgas des Rückgewinnungskessel emittiert (Kuparinen et al. 2019). Die CO₂-Konzentration liegt zwischen 10-15 % (Onarheim et al. 2016). Das CO₂ aus Zellstofffabriken wird häufig als besonders geeignete Punktquelle für die Abscheidung und dauerhaften Speicherung genannt (s. Abschnitt 2.2).

1.5 Benötigte CO₂-Mengen

Für die Herstellung strombasierter Energieträger werden am Synthesestandort große Mengen an CO₂, benötigt. In Tabelle 1 sind die Bedarfe für die Herstellung, der in der Hauptstudie betrachteten strombasierten Energieträger aufgelistet.

Tabelle 1: CO₂-Bedarfe strombasierter Energieträger

Energieträger	CO ₂ -Bedarf (kg/kg)	CO ₂ -Bedarf (kg/MJ)
Methanol	1,5	0,08

¹ <https://biooekonomie.de/nachrichten/neues-aus-der-biooekonomie/clariant-aus-fuer-kommerzielle-bioraffinerie-rumaenien>

Energieträger	CO ₂ -Bedarf (kg/kg)	CO ₂ -Bedarf (kg/MJ)
Fischer-Tropsch-Kraftstoff	3,1	0,08
Synthetisches Erdgas (SNG)	2,7	0,05

Quelle: (Bothe et al. 2021; Liebich et al. 2020)

Die kleinsten kommerziellen Anlagen, die aktuell für die CO₂-basierte Methanolsynthese angeboten werden, haben eine Tagesproduktionskapazität von 10-100 Tonnen Methanol (thyssenkrupp 2024). Das entspricht einer Jahresproduktion von ungefähr 3.500-35.000 Tonnen und damit einem Bedarf von rund 5.300-53.000 Tonnen CO₂. Es ist aber auch schon eine Anlage mit einer Kapazität von 100.000 Tonnen Methanol pro Jahr im Bau (CRI 2023). Im Vergleich dazu sind konventionelle Produktionsstätten, an denen 1-2 Millionen Tonnen Methanol pro Jahr aus Erdgas hergestellt werden, immer noch deutlich größer.

Ähnliche Verhältnisse gelten für Fischer-Tropsch-Produkte. Große Erdölraffinerien produzieren mehr als 10 Millionen Tonnen Benzin, Diesel und Kerosin pro Jahr. Sollten diese Größenordnungen als strombasierte Energieträger hergestellt werden, so würde dies mehr als 30 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr benötigen.

Anlagen zur Herstellung synthetischen Erdgases (SNG) sind einfacher aufgebaut und werden nicht zuletzt deshalb auch mit kleinerer Kapazität kommerziell angeboten. Typische kleine SNG-Anlagen produzieren rund 3 Millionen Kubikmeter (2100 Tonnen) SNG pro Jahr und benötigen dafür rund 5700 Tonnen CO₂.

Als Anhaltspunkte für die Größenordnung zukünftiger Bedarfe können die PtGLS-Mengen herangezogen werden, die im UBA-Transformationsszenario „GreenLate“ als Importe nach Deutschland für das Jahr 2050 angenommen werden (Dittrich et al. 2025). Wenn man vereinfachend annimmt, dass die dort angegebenen 812 TWh komplett als flüssige Energieträger (Methanol, FT-Kraftstoffe) importiert werden, entspricht dies einem jährlichen deutschen CO₂-Bedarf von 234 Millionen Tonnen pro Jahr. Den globalen Bedarf für CO₂ zur Produktion von PtGLS-Energieträgern schätzen (Galimova et al. 2022) für das Jahr 2050 mit 6075 Mio. Tonnen pro Jahr ab. Wollte man alle heute fossilbasierten Prozesse (Grundchemikalien, Kraftstoffe, uvm.) durch PtGLS-Energieträger ersetzen wären noch größere Mengen an CO₂ notwendig. Heute werden global rund 111 Mio. Tonnen Methanol und 4.610 Mio. Tonnen Raffinerieprodukte pro Jahr hergestellt. Würden diese synthetisch produziert, entspräche dies einem CO₂-Bedarf von mindestens 14.500 Mio. Tonnen.

1.6 Globale und regionale biogene CO₂-Potenziale

Das technische Biomassepotenzial leitet sich vom theoretischen Biomassepotenzial unter der Berücksichtigung von technischen, physikalischen und sozio-ökologischen Faktoren ab (Kaltschmitt et al. 2016). Zu technischen und physikalischen Einschränkungen gehören Faktoren wie Bergungsrate und Lagerverluste. In manchen Studien, etwa Galimova et al. (2022), wird zu den einschränkenden Faktoren auch ein geografischer oder zeitlicher „Mismatch“ zwischen CO₂-Quelle und potenziellen Nutzern gezählt. Um die Zahlen aus unterschiedlichen Studien vergleichbar zu halten, wurde dieser Faktor – wenn angegeben – herausgerechnet. Wenn im Folgenden Werte für die absoluten CO₂-Emissionen genannt werden, lassen sich diese bei einer angenommenen Abscheiderate von 85 % in ein technisches Potenzial umrechnen. Um ein tatsächlich nachhaltig nutzbares Potential zu erhalten, müssen zusätzliche Abzüge durch Nachhaltigkeitskriterien bestimmt werden. Diese sollten z. B. Flächenkonkurrenzen,

Biodiversität, Klima- und Umweltschutz etc. berücksichtigen. Dadurch können sich die Potentiale deutlich verringern.

Ethanolherstellung

Weltweit wurden im Jahr 2022 rund 130 Milliarden Liter Bioethanol hergestellt. Dabei entstehen etwa 100 Millionen Tonnen biogenes CO₂. Bioethanol wird heute vor allem in den USA, Brasilien, China, der EU und Indien hergestellt (Tabelle 2).

Eine durchschnittliche Produktionsstätte emittiert dabei zwischen 10 und 180 Kilotonnen biogenes CO₂ pro Jahr und somit genug für eine kleine bis mittlere Methanol- oder Fischer-Tropsch-Anlage (Abschnitt 1.5). In den USA wurden im Jahre 2021 bereits 2,7 Millionen Tonnen – oder 7,1 % – des CO₂ aus der Ethanolproduktion genutzt – vor allem in der Nahrungsmittelindustrie und zur unterstützten Förderung von Erdöl (englisch: Enhanced Oil Recovery)(CaptureMap 2023a).

Tabelle 2: Übersicht über Ethanolproduktion und CO₂-Emissionen in verschiedenen Ländern/Regionen (Stand 2020)

Land/Region	USA	Brasilien	Europa	China	Indien
Anzahl Ethanolanlagen	208	360	57	18	220
Wichtigste Rohstoffe	Mais (93 %)	Zuckerrohr (98 %)	Zuckerrüben, Mais, Weizen, (41/35/23 %)	Mais, Maniok (77/10 %)	Molasse (85 %)
Produzierte Menge Ethanol (Mrd. Liter)	52,6	28,7	4,7	3,2	3,0
Anteil an Weltproduktion	53 %	31 %	5 %	3 %	3 %
Durchschnittliche CO ₂ -Emission pro Anlage (kt CO ₂)	182	57	59	128	10

Quelle: (Hoang und Nghiem 2021)

Das mittel- und langfristige Potenzial könnte etwas über der heutigen Situation liegen. Der OECD-FAO Agricultural Outlook 2023-2032 geht von einer Steigerung der globalen Produktion auf rund 150 Milliarden Liter bis 2032 aus. Eine Nutzung des CO₂ könnte dazu einen finanziellen Anreiz liefern. Dies wäre wegen der Nutzung von Anbaubiomasse aber nicht nachhaltig (siehe Kapitel 2.3).

Zellstofffabriken

Weltweit wurden im Jahr 2022 rund 140 Millionen Tonnen Zellstoff aus Holz über den Sulfatprozess gewonnen – vor allem in den USA (30 % der Weltproduktion), Brasilien (17 %), China (13 %), sowie Schweden, Indonesien, Kanada, Finnland (jeweils 5 %) (FAO 2023). Kuparinen et al. (2019) beziffern auf der Basis der etwas niedrigeren Produktionsmenge des Jahres 2016 ein globales technisches Potenzial von 135 Millionen Tonnen biogenem CO₂, die in den Zellstofffabriken für Kosten von unter €50/tCO₂ abgeschieden werden könnten.

In der Studie von Kuparinen et al. (2019) werden zwei typische Zellstofffabriken in Skandinavien und Südamerika analysiert, die 1,4 bzw. 1,5 Millionen Tonnen Zellstoff pro Jahr herstellen. Die im Rückgewinnungskessel durch Verbrennung von Schwarzlauge entstehenden biogenen CO₂-Emissionen betragen an den untersuchten Einzel-Standorten 3,1 bzw. 2,6

Millionen Tonnen pro Jahr. Diese Mengen wären geeignet, um sehr große Methanol- bzw. Fischer-Tropsch-Syntheseanlagen zu betreiben (s. Abschnitt 1.5).

Eine Hochrechnung auf globaler Ebene ergibt ein technisches Potential für die Abscheidung von CO₂ aus der Zellstoffherstellung im Bereich von 135 – 250 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr (Galimova et al. 2022; Kuparinen et al. 2019), davon ca. 75 % aus dem Rückgewinnungskessel, der Rest aus Verbrennung von Rest-Biomasse und der Kalkbrennerei² in der Zellstofffabrik. Auf die Weltregionen verteilt sich das Potential wie folgt: 18 % in Europa, 35 % in Nordamerika, 18 % in Südamerika, 16 % im nordöstlichen Asien, 0,7 % in Australien und weniger als 0,1 % in der MENA-Region (Galimova et al. 2022). Für den Zeitraum bis 2050 werden keine Änderung der Produktionsvolumina angenommen.

Biomassekraftwerke

Die weltweit in Biomassekraftwerken erzeugte Strommenge hat sich zwischen den Jahren 2000 und 2020 von 99 TWh auf 471 TWh mehr als vervierfacht. Die in Biomassekraftwerken erzeugte Wärmemenge stieg im selben Zeitraum von 0,21 EJ auf 0,62 EJ – überwiegend als Koppelprodukt der Stromerzeugung. Über die regionale Aufteilung liegen nur grobe Angaben nach Kontinenten vor (World Bioenergy Association 2023).

In Europa und Nordamerika stoßen Biomassekraftwerke heute rund 127 Mio. Tonnen biogenes CO₂ aus (CaptureMap 2023b). Ein großer Teil davon entsteht allerdings durch Biomasse, die in fossilen Kraftwerken mitverbrannt wird. Große Kraftwerke, die vollständig mit Biomasse befeuert werden, setzen hingegen überwiegend Hackschnitzel und Pellets aus Forstholz ein. Über die Verteilung der Anlagengrößen gibt es keine aktuellen Daten in der Literatur. Das größte Biomassekraftwerk Europas mit einer Leistung von 2,6 GW emittiert rund 10 Millionen Tonnen biogenes CO₂ pro Jahr (Drax Global 2024a). Aus dem größten europäischen Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 130 MW und einer Wärmeleistung 280 MW in Stockholm sollen zukünftig 800.000 Tonnen biogenes CO₂ pro Jahr abgeschieden werden (Stockholm Exergi 2024). Die in diesen großen Kraftwerken eingesetzten Hackschnitzel und Pellets sind allerdings zu einem großen Teil aus fortwirtschaftlichem Stammholz hergestellt.

Die mittel- und langfristigen globalen Potenziale hängen stark von den Anforderungen an die Nachhaltigkeit der eingesetzten Brennstoffe ab (siehe Kapitel 2). Die gesamte Menge potentiell und technisch verfügbarer Agrar- und Holzreste, die zur Energiegewinnung eingesetzt werden könnte, liegt bei ca. 7 Milliarden Tonnen pro Jahr (FAO 2023). Klepper und Thrän (2019) geben ein technisch nutzbares Potential von 1-2 Milliarden Tonnen Holzreststoffe und 3-5 Milliarden Tonnen Agrarreststoffe an. Die tatsächlich nachhaltig nutzbare Menge hängt stark von den angelegten Nachhaltigkeitskriterien ab, sowie von Mengen, die derzeit schon zur Düngung und als Tierfutter verwendet werden und auch von Vorgaben, die die stoffliche Nutzung von Restbiomasse gegenüber der Energiegewinnung priorisieren. Könnte das gesamte Potential energetisch genutzt werden, würden 7-12 Milliarden Tonnen biogenes CO₂ erzeugt. Um zumindest Teile dieses theoretischen Potenzials zu nutzen, wäre allerdings eine Verbrennung in größeren Biomassekraftwerken notwendig. Zur Versorgung einer größeren PtGLS-Anlage müsste das CO₂ vieler kleiner Anlagen sonst verflüssigt transportiert oder über ein CO₂-Netz gesammelt werden.

² Das CO₂ aus der Kalkbrennerei ist nur zum Teil biogenen Ursprungs: Im Rückgewinnungskessel wird Schwarzlauge verbrannt, ein Gemisch aus dem nach der Zellstoffabtrennung zurückbleibenden Lignin, Wasser und Chemikalien. Das rückgewonnene Natriumkarbonat (Na₂CO₃), enthält biogenes CO₂. Im Kalk-Soda-Prozess wird daraus unter Zugabe von gebranntem Kalk (CaO) Natronlauge erzeugt, unter gleichzeitiger Produktion von Calciumcarbonat (CaCO₃). Dieser wird durch Brennen bei hohen Temperaturen wieder zu gebranntem Kalk unter Freisetzung des biogenen CO₂. Zur Erzeugung der nötigen Temperaturen werden üblicherweise fossile Brennstoffe verbrannt, wobei CO₂ fossilen Ursprungs entsteht.

Thermische Abfallbehandlung

Im Jahr 2016 fielen weltweit zwischen 1,4 und 2 Milliarden Tonnen feste Siedlungsabfälle an. Davon wurden zwischen 11 und 16 % in über 1700 Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung verbrannt (Kaza et al. 2018; United Nations Environment Programme 2019). Dabei entstanden etwa 220 Millionen Tonnen CO₂.

TAB finden sich heute vor allem in Ländern mit hohem durchschnittlichem Pro-Kopf-Einkommen – vor allem in Europa, Nordamerika, Japan, China und Südkorea (United Nations Environment Programme 2019). Das liegt zum einen daran, dass die thermische Abfallbehandlung eine vergleichsweise teure Form der Abfallentsorgung ist. Zum anderen steigt die Abfallmenge pro Kopf mit dem durchschnittlichen Einkommen eines Landes (Kaza et al. 2018). Auch in der Zusammensetzung von Siedlungsabfällen gibt es global erhebliche Unterschiede. In Entwicklungsländern ist der Anteil an organischen Abfällen und damit auch an Feuchtigkeit deutlich höher. Das führt in manchen Ländern zu einem so niedrigen Heizwert, dass Siedlungsabfälle dort ohne Vorbehandlung oder -sortierung nicht zur thermischen Abfallbehandlung geeignet sind.

Die Größe der Anlagen ist regional unterschiedlich. In Deutschland haben Müllverbrennungsanlagen Kapazitäten zwischen 50.000 und 700.000 (durchschnittlich 300.000) Tonnen pro Jahr. Damit verbunden sind CO₂-Emissionen in etwa der gleichen Größenordnung, von denen zwischen 50 und 60 % biogenen Ursprungs sind. Die Menge pro Anlage reicht also aus, um PtGLS-Synthesen mittlerer Größe zu versorgen.

Die Entwicklung mittel- und langfristiger Potenziale für die Nutzung von CO₂ aus der thermischen Abfallbehandlung – insbesondere außerhalb von Europa und Nordamerika – sind sehr stark von ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig. Galimova et al. (2022) gehen wie Kaza et al. (2018) von einer Kopplung des Müllaufkommens und des Anteils der Entsorgung in TAB an das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf aus. Für das Jahr 2030 erwarten sie globale CO₂-Emissionen aus der thermischen Abfallbehandlung von 985 Millionen Tonnen, die bis 2050 auf über 2200 Millionen Tonnen ansteigen. Diese Projektion beinhaltet bereits Annahmen über Abfallvermeidung in Ländern mit höheren Einkommen und einen globalen Anstieg von geordneter Abfallbehandlung, z. B. auf 50 % TAB und der Rest Recycling und Kompostierung und nur sehr kleinen Anteilen deponierten Abfalls.

Biogasanlagen

Im Jahr 2022 wurden weltweit 1,62 EJ Biogas produziert – hauptsächlich in Europa (Anteil an der Weltproduktion bezogen auf den Heizwert: 45 %), China (22 %), den USA (12 %) und Indien (8 %). Die Produktion im Rest der Welt (13 %) verteilt sich überwiegend auf Thailand und Brasilien. Während in China und den USA hauptsächlich Mist, Gülle und Biomüll verarbeitet wird, weist Europa einen großen Anteil an Anbaubiomasse (42 % des produzierten Biogasvolumens) auf (IEA 2024; Morino et al. 2023; World Biogas Association 2021).

Für den Zeitraum 2015-2017 berichtet die World Biogas Association (2019) von 132.000 kleinen, mittelgroßen und großen Biogasanlagen weltweit. Ein Teil des Biogases wurde 2021 in Europa (15 %) und den USA (8 %) bereits zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist, vor allem aus größeren Anlagen (IEA 2024). In Deutschland produziert eine durchschnittliche Anlage zwischen 350 und 700 Kubikmeter Biomethan pro Stunde, also etwa 3 bis 6 Millionen Kubikmeter pro Jahr (Rensberg et al. 2023). Bei einem CO₂-Gehalt des Biogases von 40 % werden dabei zwischen 4000 und 8000 Tonnen CO₂ abgeschieden. Die Menge reicht gerade für die kleinsten kommerziell verfügbaren Methanolanlagen oder für kleine SNG-Anlagen.

IEA (2024) prognostiziert einen Anstieg der globalen Biogasproduktion um mehr als 30 % bis 2028. Welcher Anteil davon für die Aufbereitung zu Biomethan und damit für ein technisches CO₂-Potenzial qualifiziert ist, ist nicht bekannt.

2 Nachhaltigkeitsbewertung

In diesem Kapitel soll ein Schlaglicht auf die Risiken und Hindernisse aber auch auf die möglichen Vorteile der Nutzung biogener CO₂-Quellen für die Herstellung strombasierter Kraftstoffe geworfen werden. Die einzelnen Themen können dabei nur kurz skizziert werden.

2.1 Nutzungskonflikte

Grundsätzliche Probleme können durch Konkurrenzen mit der bisherigen oder alternativen Nutzung der Ausgangsstoffe, der erzeugten Energie oder des CO₂ entstehen. Auf globaler Ebene sind diese Konsequenzen nur ansatzweise erforscht.

Abfall- und Reststoffe werden oft schon genutzt – auch über ein nachhaltiges Maß hinaus. Für Deutschland ermittelte die Studie „BioRest“ (Fehrenbach et al. 2019), dass von den in Kapitel 1.1 aufgeführten Stoffen nur Stroh und Gülle/Festmist noch ungenutzte Potenzial aufweisen, während z. B. Waldholz bereits übernutzt wird. Wie stark global die bestehenden Nutzungspfade von den für die Abscheidung von CO₂ vorteilhaften abweichen, kann im Rahmen dieses Papiers nicht ermittelt werden. Grundsätzlich besteht aber die Gefahr, dass eine Umlenkung in einen solchen Bereich unerwünschte Konsequenzen haben könnte. Ein Beispiel ist die Nutzung von Holzresten in der Produktion von Spanplatten. Würde diese Biomasse in Kraftwerke umgeleitet, könnte dies zu einem erhöhten Primäreinschlag für die Produktion von Spanplatten führen.

Die Abscheidung von CO₂ benötigt in der Regel **Wärme und/oder Strom**. Ein Teil der benötigten Wärme kann als Abwärme aus der PtGLS-Anlage entnommen werden. Strom und fehlende Wärme müssen allerdings gesondert erzeugt werden. Naheliegender ist, dass sie aus dem Prozess entnommen werden, der auch das CO₂ produziert. Der nutzbare Strom- und Wärmeertrag aus einem Biomassekraftwerk, einer TAB oder einer Zellstofffabrik sinkt dadurch, sofern die Wärme schon vollständig von anderen Verbrauchern genutzt wird, muss die Versorgung durch andere Energiequellen ausgeglichen werden. Das führt zu zusätzlichen Emissionen.

Ein kleiner Teil des **CO₂** aus den in diesem Papier beschriebenen Quellen wird bereits genutzt – vor allem für die unterstützte Ölförderung (EOR) und in der Lebensmittelindustrie. Unmittelbare Nutzungskonflikte sind aufgrund der vergleichsweise geringen Mengen nicht zu erwarten. Langfristig könnte aber auch hier eine Verdrängung Umwelteffekte verlagern.

2.2 Nutzungsalternativen

Für die in diesem Papier betrachteten biogenen Rest- und Abfallstoffe und auch für das in den Prozessen erzeugte CO₂ gibt es eine Reihe von anderen **Nutzungspfaden**. Welcher der unter Umweltsichtspunkten vorteilhafteste ist, kann nur durch eine detaillierte Betrachtung, bezogen auf Substrate, Prozesse und Standorte ermittelt werden. Betrachtungen für die Situation in Deutschland finden sich z. B. in Klepper und Thrän (2019) und Fehrenbach et al. (2019). Als grobe Richtschnur können die Ergebnisse aus Fehrenbach et al. (2019) vereinfacht wie folgt zusammengefasst werden: Die Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen sollte wenn möglich vorrangig für die Erzeugung von Prozesswärme in der Industrie eingesetzt werden. An zweiter und dritter Stelle werden dann die Nutzung als Kraftstoff (BtL, Biomethan, Biodiesel) und zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung genannt. Besonders die direkte Umwandlung von holzartigen Stoffen zu flüssigen Energieträgern in PBtL-Anlagen³ scheint – vorbehaltlich einer detaillierten Analyse – vorteilhafter als die Verbrennung, CO₂-Abscheidung

³ PBtL = Power and Biomass to Liquids: Vergasung von Biomasse zu CO und H₂ (Synthesegas) und Synthese von flüssigen Energieträgern unter zusätzlicher Zufuhr von grünem Wasserstoff (H₂ erzeugt aus regenerativen Quellen)

und aufwendige Synthese zu einem strombasierten Energieträger zu sein. Dies gilt zumindest unter ökologischen Gesichtspunkten und wenn Kostenaspekte außer Acht gelassen werden.

Eine besondere Konkurrenz besteht mit Konzepten zur **Abscheidung und dauerhaften Speicherung** (Sequestrierung) von biogenem CO₂. Diese als BECCS (englisch: Bioenergy Carbon Capture and Storage) oder Bio-CCS (englisch: Biogenic Carbon Capture and Storage) bezeichneten Prozesse erfahren aktuell ein großes Interesse, weil viele Szenarien zur Begrenzung der Erderwärmung auch 1,5 °C bzw. 2 °C auf sogenannte negative Emissionen setzen (Köberle 2019). In IPCC-Berichten wird BECCS als Negative Emissionen Technologie (NET) besonders herausgehoben (IPCC 2022). Etliche in diesem Papier genutzte Literaturquellen ermitteln das globale Potenzial biogener CO₂-Quellen für den Zweck von Bio-CCS und nicht zur Nutzung, also Bio-CCU (englisch: Biogenic Carbon Capture and Use).

2.3 Entwicklung/Erschließung von biogenen CO₂-Quellen

Unabhängig von den Nutzungskonflikten und -alternativen können in diesem Papier vorläufige Überlegungen angestellt werden, welche Vor- und Nachteile die vorgestellten Optionen aufweisen. Für eine vollständige Beurteilung besteht aber noch erheblicher Forschungsbedarf.

Um CO₂ außerhalb Europas aus Anlagen zur **thermischen Abfallbehandlung** in größeren Mengen abzuscheiden, wäre ein Ausbau dieser Technologie in den meisten der potenziellen Produktionsländer für PtGLS Produkte notwendig. Dies müsste mit einer allgemeinen Entwicklung und Differenzierung des Abfallsystems einhergehen und könnte positive Effekte auf die Umweltbilanz des Abfallsektors in den Produktionsländern haben. Es wäre insbesondere vorteilhaft, wenn organische Abfälle nicht mehr in einfachen Deponien Methan freisetzen würden. Wenn TAB neu eingeführt oder ausgebaut werden, sollte aber darauf geachtet werden, dass Abfallvermeidung und stoffliche Verwertung im Sinne der Abfallhierarchie Vorrang bekommen (Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union 2024). Kurz- und mittelfristig sind in den im Hauptbericht dieses Forschungsvorhabens betrachteten Regionen vermutlich keine großen CO₂-Mengen aus der TAB zu erwarten. Die Nachrüstung von bestehenden TAB mit einer CO₂-Abscheidung stellt eine Möglichkeit dar, relativ große Punktquellen mit hohem Anteil biogenen CO₂ (ca. 50 % biogen) für mittelgroße PtGLS-Syntheseanlagen zu erschließen.

Die in **Biomassekraftwerken** in Europa und Nordamerika heute ausgestoßenen rund 127 Mio. Tonnen biogenes CO₂ entstehen durch Mitverbrennung in fossilen Kraftwerken und/oder durch umfangreiche Verbrennung von Hackschnitzeln und Pellets aus Forstholz. Ob und ggf. wo ein Ausbau der globalen Kraftwerkskapazitäten aus Umweltperspektive und für die Transformation des Energiesystems sinnvoll ist, bedarf weiterer Forschung. Der Blick auf bestehende Anlagen lässt vermuten, dass es kommerziell unattraktiv ist, die Brennstoffquellen auf Restbiomasse zu beschränken. Die Nutzung von Forstholz übt hingegen Druck auf Wälder und ihre Funktion als Kohlenstoffsinken aus (Hennenberg et al. 2022). Kontroversen um bestehende große Biomassekraftwerke zeigen schon heute dieses Problem. („Drax: UK power station still burning rare forest wood“, BBC, 2024).. Zudem legen bisherige Forschungsergebnisse nahe, dass es vorteilhaftere Nutzungspfade als die Erzeugung von Strom und Nahwärme gibt (s. Abschnitt 2.2). Außerdem ist hier ebenfalls BECCS eine große Konkurrenz, da es bereits Projekte in der Umsetzungsphase gibt (Drax Global 2024b; Stockholm Exergi 2024)

Für die Nutzung von CO₂ aus der Herstellung von **Bioethanol** spricht, dass es bereits in vielen Anlagen entsteht, auch ohne Aufbereitung eine hohe Konzentration aufweist und die Mengen pro Anlage zumindest in den USA geeignet sind, um Syntheseanlagen mittlerer Größe zu versorgen. Nachteilig ist, dass Bioethanol auch mittelfristig fast vollständig auf Basis von Anbaubiomasse (Mais und Zuckerrohr) erzeugt werden wird. Ein Ausbau ist wegen der damit

verbundenen negativen Folgen nicht wünschenswert. Eine Nutzung des CO₂ könnte allerdings einen ökonomischen Anreiz dafür liefern.

Von den in diesem Papier diskutierten Optionen erscheinen **Zellstoffabriken** als diejenige mit den kurz und mittelfristig betrachtet geringsten Nachteilen bei signifikanten ungehobenen Potenzialen. Die Anlagen bestehen bereits und Kapazitäten müssen nicht neu aufgebaut werden. Die nachträgliche Integration der Abscheidung ist in der Regel aber aufwendiger als bei einer integrierten Planung. Der CO₂-Gehalt im Abgas ist zwar nur moderat, die Gesamtmenge pro Jahr ist aber in der Regel geeignet, um eine große PtGLS-Synthese zu versorgen. Erzeugte Wärme und Strom durch die Schwarzlaugenverbrennung werden momentan oft verkauft oder in einer gekoppelten Papierproduktion eingesetzt. Wenn eine Wärmekopplung mit der PtGLS-Synthese nicht möglich ist, kann der Wärmebedarf der Abscheidung hier für indirekte Umwelteffekte sorgen, falls die bisherigen Abnehmer dann aus anderen Energiequellen versorgt werden müssen. Ein Anreiz zur globalen Produktionsausweitung und einem damit verbundenen Biomassebedarf durch die CO₂-Nutzung ist nicht zu erwarten, da der Zellstoffmarkt zusätzliche Mengen nicht elastisch aufnehmen könnte.

Eine Ausweitung oder Erschließung der **Biogasproduktion und -aufbereitung** könnte in potenziellen PtGLS-Produktionsländern positive Effekte haben. Wie schon im Abschnitt zur thermischen Abfallbehandlung beschrieben, ist es vorteilhaft, den organischen Anteil des Abfalls nicht zu deponieren, sondern kontrolliert zu verwerten. Für landwirtschaftliche Reststoffe muss beachtet werden, dass die technischen Potenziale nur teilweise nutzbar sind. Sie können wichtig zum Erhalt der Bodenfruchtbarkeit sein und Düngemittel ersetzen, so dass auch Nährstoffkreisläufe beachtet werden müssen. Gerade in Entwicklungsländern werden Reststoffe außerdem bereits als Tierfutter und als Ersatz für Feuerholz genutzt. Auch Gülle und Festmist werden bereits in großem Umfang genutzt und ihre Rolle als organischer Dünger bedingt bei nachhaltiger Nutzung in Biogasanlagen ggf. eine Neuorganisation lokaler Nährstoffkreisläufe. Ein großer Nachteil der Gewinnung von biogenem CO₂ aus der Biogasaufbereitung ist die geringe Menge von CO₂, die eine durchschnittliche Aufbereitungsanlage liefert. Zur Versorgung einer größeren PtGLS-Anlage müsste das CO₂ zahlreicher Anlagen verflüssigt transportiert oder über ein CO₂-Netz gesammelt werden.

2.4 CO₂-Bilanzierung und erweiterte Nachhaltigkeitskriterien

Um die Umweltwirkungen der CO₂-Nutzung umfassend zu bewerten und im Rahmen politischer Regulierungen steuern zu können, sind konsistente Regeln für die Bilanzierung notwendig. Dies ist im Bereich CCU besonders herausfordernd, auch weil hier in der Regel Produktsysteme miteinander gekoppelt werden. Prinzipiell gelten diese Fragen auch für die Nutzung von fossilem CO₂ und werden beispielsweise in European Commission. DG Energy (2022) diskutiert. Wenn biogenes CO₂ genutzt wird, kommen aber einige besondere Aspekte hinzu, wie z. B. in Olsson et al. (2022) beschrieben. Im Folgenden werden einige wichtige Punkte benannt.

Wenn das CO₂-abgebende und das aufnehmende System nicht gemeinsam bilanziert werden, sind die Lasten für die Abscheidung und die finale Freisetzung in die Atmosphäre zwischen den Produktsystemen aufzuteilen. Die grundlegenden Normen für Ökobilanzen ((ISO 2006a; b) geben für diese **Allokation** keine eindeutigen Regeln vor. Möglich ist etwa, dass die Konsequenzen der Emissionen des CO₂ beim abgebenden System (etwa dem Kraftwerk) verbleiben, dass sie auf das aufnehmende System (die PtGLS-Herstellung) übergehen oder dass beide Systeme sich diese teilen. Diese Festlegung kann aus regulatorischer Sicht auch eingesetzt werden, um eine Nutzung zu befördern oder zu erschweren. Wichtig ist in jedem Fall, dass bei einer getrennten Bilanzierung beider Systeme die gleiche Allokationsmethode angewendet wird. Andernfalls droht eine **Doppelzählung** von Emissionen. Wenn biogenes CO₂ genutzt wird,

kommt hinzu, dass in manchen Bilanzierungssystemen, die Emission mit dem Faktor Null gerechnet wird, während in anderen die Aufnahme von CO₂ mit einem negativen Faktor und die Emission mit einem positiven eingeht - etwa im PEF (Umwelt-Fußabdruck von Produkten und Dienstleistungen, (European Commission 2021) oder der Norm zur Umwelt-Produktdeklarationen für Bauprodukte (CEN 2019). Werden diese Bilanzierungssysteme vermischt, sind nicht nur Doppelzählungen, sondern auch **bilanzielle CO₂-Leckagen** möglich.

Eine besondere Herausforderung ergibt sich bei der Nutzung von CO₂-Quellen, die **sowohl biogene als auch fossile Emissionen** haben – etwa Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung oder Zementwerke. Hier kann es für den Nutzenden unattraktiv sein, bestimmte Produkte mit fossilem Kohlenstoff zu vermarkten – z. B., weil sie nicht die THG-Minderungsanforderungen der RED erfüllen. Aus unserer Sicht ist darauf zu achten, dass abgeschiedenes CO₂ aus Anlagen die sowohl fossiles, als auch biogenes CO₂ emittieren auch in diesem Verhältnis zu bewerten ist - unabhängig von der abgeschiedenen CO₂ Menge.

Mit der zunehmenden Nutzung von CO₂ aus vorgelagerten Prozessen und der damit zu erwartenden Bildung von CO₂-Märkten, wird sich auch verändern, wie die Verbindung von abgebendem und aufnehmendem System bewertet wird. Ab einem gewissen Punkt ist das CO₂ dann ökobilanziell nicht mehr als Abfall, sondern als **Nebenprodukt** des Primärsystems zu betrachten. Aus dieser Perspektive müssten dann nicht nur die Lasten der CO₂-Emissionen aufgeteilt werden, sondern auch die der Produktion und der Rohstoffvorkette. CO₂ aus der Ethanolproduktion z. B. wird dann Lasten aus dem Mais- bzw. Zuckerrohranbau tragen müssen.

Erweiterte Nachhaltigkeitskriterien sind darüber hinaus ggf. für landwirtschaftliche Reststoffe zu betrachten. Diese werden ökobilanziell wie Abfälle gewertet, sind also aus Sicht der nachfolgenden Nutzung vom Primärsystem entkoppelt. Diese Reststoffe beruhen aber z. T. auf dem Anbau von Biomasse oder auf der Tierhaltung, die unter Umständen negative Umweltwirkungen mit sich bringen. Für die Nutzung dieser Reststoffe – und des CO₂ aus ihnen – können deshalb erweiterte Bewertungskriterien sinnvoll sein. Beispiele hierfür finden sich in Fehrenbach et al. (2021) und Altmann et al. (2022).

3 Fazit

Für eine kommerzielle Produktion von kohlenstoffhaltigen PtGLS-Produkten sind große Mengen CO₂ nötig: für kleine Anlagen mindestens 5-50 Kilotonnen pro Jahr und für mittlere bis große Anlagen bis zu mehreren Megatonnen pro Jahr. Diese Mengen sind, abgesehen von der derzeit noch teuren Abscheidung aus Luft, nur an Standorten mit großen Punktquellen verfügbar. In dieser Kurzstudie wurden insbesondere biogenen CO₂-Quellen untersucht.

Von den untersuchten Quellen sind aufgrund der großen lokalen CO₂-Mengen insbesondere die industriellen Prozesse der Ethanolherstellung und der Zellstofferzeugung geeignet, sowie Biomassekraftwerke und Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung (TAB). Biogasanlagen sind eher im kleineren Maßstab verfügbar und nur für eine kleinskalige PtGLS-Produktion geeignet.

Aus Nachhaltigkeitsaspekten sind die Ethanolherstellung und Biomassekraftwerke jedoch kritisch zu sehen. Beide Routen lassen sich zwar mit biogenen Abfall- und Reststoffen nutzen, werden heute aber in großen Anlagen überwiegend mit Anbaubiomasse betrieben. Ein weiterer Ausbau dieser Prozesse ist aufgrund der meist in Monokultur angebauten Rohstoffe und der damit verbundenen negativen Umweltwirkungen nicht wünschenswert. Bei der Nutzung von biogenen Abfall- und Reststoffen besteht das Problem, dass ein Großteil von ihnen derzeit schon genutzt werden. Alternative Nutzungspfade zur Biomasseverbrennung sind zudem ökologisch vorteilhafter. Eine Beschränkung auf biogene Abfall- und Reststoffe müsste daher mit erweiterten Nachhaltigkeitskriterien verbunden werden, um auszuschließen, dass die Verwendung der Reststoffe oder die agrarischen Prozesse, die die Reststoffe erzeugen zu negativen Umweltwirkungen führen.

Die Nutzung von biogenem CO₂ aus TAB-Anlagen und Zellstofffabriken erscheinen als diejenigen Optionen mit den kurz und mittelfristig betrachtet geringsten Nachteilen bei signifikanten ungehobenen Potenzialen. Ein Anreiz zur globalen Produktionsausweitung und einem damit verbundenen Biomassebedarf durch die CO₂-Nutzung ist auf dem Zellstoffmarkt nicht zu erwarten. Eine globale Ausweitung der thermischen Abfallbehandlung könnte positive Effekte auf die Umweltbilanz des Abfallsektors in den Produktionsländern haben. Es wäre insbesondere vorteilhaft, wenn organische Abfälle nicht mehr in einfachen Deponien Methan freisetzen würden. Wenn TAB-Anlagen neu eingeführt oder ausgebaut werden, sollte aber darauf geachtet werden, dass Abfallvermeidung und stoffliche Verwertung im Sinne der Abfallhierarchie Vorrang erhalten.

Abschließen lässt sich festhalten, dass das aktuell vorhandene technische Potenzial von nachhaltigem biogenem Kohlenstoff den prognostizierten Bedarf für die Herstellung von PtGLS-Produkten nur zu einem kleinen Teil decken kann. Auch ein forciertes Ausbau von TAB-Anlagen würde dieses Missverhältnis nicht grundlegend ändern. In der Literatur wird der mögliche globale Deckungsgrad durch biogenen Kohlenstoff für 2050 in der Größenordnung von maximal 15 % angegeben. Bei dieser Quote ist allerdings noch nicht berücksichtigt, dass die Nutzung von biogenem CO₂ aus größeren Punktquellen global mit Planungen zur Abscheidung und dauerhaften Speicherung (Sequestrierung) von CO₂ (BECCS bzw. Bio-CCS) konkurriert.

4 Quellenverzeichnis

- Altmann, M.; Schmidt, P.; Krenn, P.; Astono, Y. S.; Fehrenbach, H.; Abdalla, N. (2022): Entwicklung von PtX-Nachhaltigkeitsstandards und -indikatoren: Im Auftrag des PtX Lab Lausitz.
- Bothe, D.; Gatzen, C.; Reger, M.; Lothmann, M.; Duennebeil, F.; Biemann, K.; Liebich, A.; Dittrich, M.; Limberger, S.; Rosental, M.; Fröhlich, T.; Kramer, U. (2021): FVV Future Fuels Study IV - The Transformation of Mobility to the GHG-neutral Post-fossil Age. DOI: 10.13140/RG.2.2.27289.90720.
- CaptureMap (2023a): Ethanol - A Great Starting point for Carbon Capture? - CaptureMap. <https://www.capturemap.no/ethanol-a-ccs-front-runner/> (25.03.2024).
- CaptureMap (2023b): The biogenic CO₂ breakdown: which 6 sectors have the most emissions? - CaptureMap. <https://www.capturemap.no/the-biogenic-co2-breakdown/> (29.10.2024).
- Cavalett, O.; Watanabe, M. D. B.; Fleiger, K.; Hoenig, V.; Cherubini, F. (2022): LCA and negative emission potential of retrofitted cement plants under oxyfuel conditions at high biogenic fuel shares. In: Scientific Reports. Vol. 12, No. 1, S. 8924 DOI: 10.1038/s41598-022-13064-w.
- CEN (2019): European Standard 15804: 2012+ A2: 2019: Sustainability of Construction Works—Environmental Product Declarations—Core Rules for the Product Category of Construction Products. In: European Committee for Standardization (CEN): Brussels, Belgium.
- CRI (2023): CRI and Jiangsu Sailboat start up world’s most efficient CO₂-to-methanol plant. In: CRI - Carbon Recycling International. <https://carbonrecycling.com/about/news/carbon-recycling-international-cri-and-jiangsu-sailboat-start-up-worlds-most-efficient-co2-to-methanol-plant> (02.04.2024).
- Crowley, J. (2024): Drax: UK power station still burning rare forest wood. In: BBC Panorama. <https://www.bbc.com/news/science-environment-68381160> (02.04.2024).
- Dittrich, M.; Liebich, A.; Vogt, R.; Münter, D.; Wingenbach, C.; Ludmann, S.; Rosental, M.; Fröhlich, T.; Petri, F.; Ewers, B.; Doppelmayer, A.; Limberger, S.; Müller, J.; Loibl, A.; Marscheider-Weidemann, F.; Rostek, L.; Brauer, C.; Schoer, K. (2025): REFINE (Umwelt): Betrachtung von Rohstoffaufwendungen und Umweltwirkungen für die Energiewende in einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland. Teilbericht Umweltwirkungen. Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. Noch unveröffentlicht, voraussichtliche Veröffentlichung 2025.
- Drax Global (2018): How to switch a power station off coal. In: Drax Global. <https://www.drax.com/sustainable-bioenergy/switch-power-station-off-coal/> (27.03.2024).
- Drax Global (2024a): Carbon Emissions. In: Drax Global. <https://www.drax.com/sustainability/carbon-emissions/> (04.04.2024).
- Drax Global (2024b): Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS). In: Drax Global. <https://www.drax.com/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage-beccs/> (05.04.2024).
- Enerdata (2023): Drax beendet Kohleverstromung im 4-GW-Kraftwerk North Yorkshire | Enerdata. <https://germany.enerdata.net/publikationen/energie-nachrichten/drax-beendet-kohlebefeuetes-kraftwerk.html> (27.03.2024).
- Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2024): Directive 2008/98/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives (Text with EEA relevance).
- European Biogas Association (2022): EBA Statistical Report 2021. <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2021/> (08.04.2024).
- European Commission (2019): Report from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions on the status of production

expansion of relevant food and feed crops worldwide. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1558977620744&uri=CELEX:52019DC0142>.

European Commission (2021): Commission recommendation on the use of the environmental footprint methods to measure and communicate the life cycle environmental performance of products and organisations. <http://data.europa.eu/eli/reco/2021/2279/oj>.

European Commission. DG Energy. (2022): LCA4CCU - guidelines for life cycle assessment of carbon capture and utilisation. Publications Office, LU. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/161308>.

FAO (2023): FAOSTAT. In: Forestry production and trade. <https://www.fao.org/faostat/en/#data/FO/visualize> (28.03.2024).

Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Wern, B.; Pertagnol, J.; Baur, F.; Hünecke, K.; Dehoust, G.; Bulach, W.; Wiegmann, K. (2019): BioRest-Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor): Abschlussbericht. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-5431>.

Fehrenbach, H.; Pehnt, M.; Lambrecht, U.; Fröhlich, T.; Liebich, A.; Münter, D. (2021): Kriterien für die Herstellung von nachhaltigem PtL für den Flugverkehr: Ableitung und Definition von Durchführungskriterien für die Erzeugung oder Beschaffung von nachhaltigem Strom und CO₂ als Rohstoff für die PtL-Erzeugung für den Flugverkehr. <https://www.ifeu.de/publikation/kriterien-fuer-die-herstellung-von-nachhaltigem-ptl-fuer-den-flugverkehr>.

Fröhlich, T.; Blömer, S.; Münter, D.; Brischke, L.-A. (2019): CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit. ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung, Heidelberg. <https://www.ifeu.de/publikation/co2-quellen-fuer-die-ptx-herstellung-in-deutschland-technologien-umweltwirkung-verfuegbarkeit>.

Galimova, T.; Ram, M.; Bogdanov, D.; Fasihi, M.; Khalili, S.; Gulagi, A.; Karjunen, H.; Mensah, T. N. O.; Breyer, C. (2022): Global demand analysis for carbon dioxide as raw material from key industrial sources and direct air capture to produce renewable electricity-based fuels and chemicals. In: Journal of Cleaner Production. Vol. 373, S. 133920 DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.133920.

Global CCS Institute (2010): Global Status of BECCS Projects 2010. In: Biorecro. S. 45–45 DOI: 10.11889/j.0253-3219.2015.hjs.38.100401.

Hennenberg, K.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Köhler, B.; Reise, J.; Köppen, S.; Bischoff, M.; Fehrenbach, H.; Pehnt, M.; Werle, M.; Mantau, U. (2022): Aktuelle Nutzung und Förderung der Holzenergie - Teilbericht zu den Projekten BioSINK und BioWISE. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-2628>.

Hoang, T.-D.; Nghiem, N. (2021): Recent Developments and Current Status of Commercial Production of Fuel Ethanol. In: Fermentation. Vol. 7, S. 314 DOI: 10.3390/fermentation7040314.

IEA (2024): Renewables 2023. IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>.

IEAGHG (2011): Potential for Biomass and Carbon Dioxide Capture and Storage. <https://ieaghg.org/publications/potential-for-biomass-and-carbon-dioxide-capture-and-storage/>.

IPCC (2022): Climate Change and Land: IPCC Special Report on Climate Change, Desertification, Land Degradation, Sustainable Land Management, Food Security, and Greenhouse Gas Fluxes in Terrestrial Ecosystems. Cambridge University Press. DOI: 10.1017/9781009157988.

ISO (2006a): International Standard ISO 14040: Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework. International Standardisation Organisation, Geneva.

ISO (2006b): International Standard ISO 14044: Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines. International Standardisation Organisation, Geneva.

Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.) (2016): Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-662-47438-9.

Kaza, S.; Yao, L. C.; Bhada-Tata, P.; Van Woerden, F. (2018): What a Waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050. Washington, DC: World Bank. DOI: 10.1596/978-1-4648-1329-0.

Klepper, G.; Thrän, D. (Hrsg.) (2019): Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik: Potenziale - Technologien - Zielkonflikte: Analyse. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft Analyse acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München.

Köberle, A. C. (2019): The Value of BECCS in IAMs: a Review. In: Current Sustainable/Renewable Energy Reports. Vol. 6, No. 4, S. 107–115 DOI: 10.1007/s40518-019-00142-3.

Koornneef, J.; Van Breevoort, P.; Hamelinck, C.; Hendriks, C.; Hoogwijk, M.; Koop, K.; Koper, M.; Dixon, T.; Camps, A. (2012): Global potential for biomass and carbon dioxide capture, transport and storage up to 2050. In: International Journal of Greenhouse Gas Control. Vol. 11, S. 117–132 DOI: 10.1016/j.ijggc.2012.07.027.

Kuparinen, K.; Vakkilainen, E.; Tynjälä, T. (2019): Biomass-based carbon capture and utilization in kraft pulp mills. In: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change. Vol. 24, No. 7, S. 1213–1230 DOI: 10.1007/s11027-018-9833-9.

Liebich, A.; Fröhlich, T.; Münter, D.; Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Dünnebeil, F.; Knörr, W.; Biemann, K.; Simon, S.; Maier, S.; Albrecht, F.; Pregger, T.; Schillings, C.; Moser, M.; Reißner, R.; Hosseiny, S.; Jungmeier, G.; Beermann, M.; Frieden, D.; Bird, N. (2020): Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-5875>.

Meisel, K.; Braune, M.; Gröngröft, A.; Majer, S.; Müller-Langer, F.; Naumann, K.; Oehmichen, K. (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Bioethanol. DBFZ, Leipzig. <https://www.dbfz.de/pressemediathek/weitere-publikationen/broschueren/handreichung-bioethanol>.

Morino, E. M.; Roth, A.; Peterse, J.; Gray, C. (2023): Market state and trends in renewable and low- carbon gases in Europe. A Gas for Climate report Gas for Climate. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2023/12/GfC_MarketStateTrends_2023.pdf.

OECD; FAO (2023): OECD-FAO Agricultural Outlook 2023-2032. <https://doi.org/10.1787/08801ab7-en> (06.03.2025).

Olsson, O.; Abdalla, N.; Bürck, S.; Fehrenbach, H. (2022): Carbon accounting across Bio-CCUS supply chains – identifying key issues for science and policy. IEA Bioenergy. <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/carbon-accounting-in-bio-ccus-supply-chains-identifying-key-issues-for-science-and-policy/>.

Onarheim, K.; Kangas, P.; Kaijaluoto, S.; Hankalin, V.; Santos, S. (2016): Techno-economic evaluation of retrofitting CCS in a market pulp mill and an integrated pulp and board mill. <https://ieaghg.org/publications/techno-economic-evaluation-of-retrofitting-ccs-in-a-market-pulp-mill-and-an-integrated-pulp-and-board-mill/>.

Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J. (2023): Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland: Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan (DBFZ-Report, Vol. 50). [object Object]. S. VII, 9- 122 pages DOI: 10.48480/ZPTB-YY32.

Stockholm Exergi (2024): BECCS - Beccs Stockholm. <https://beccs.se/> (04.04.2024).

thyssenkrupp (2024): Kleine Methanolanlagen | thyssenkrupp. In: thyssenkrupp Industrial Solutions. <https://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/de/produkte-und-services/chemische-anlagen-und-prozesse/methanol-anlagen/kleine-methanolanlagen> (02.04.2024).

United Nations Environment Programme (2019): Waste to Energy: Considerations for Informed Decision-making. <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/28413>.

Woltjer, G.; Daioglou, V.; Elbersen, B.; Ibañez, G. B.; Smeets, E.; González, D. S.; Barnó, J. G. (2017): Study report on reporting requirements on biofuels and bioliquids stemming from the directive (EU) 2015/1513. European Commission. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2017-10/20170816_iluc_finalstudyreport_0.pdf.

World Bioenergy Association (2023): Global Bioenergy Statistics Report 2023. <https://www.worldbioenergy.org/global-bioenergy-statistics/>.

World Biogas Association (2019): Global Potential of Biogas. <https://www.worldbiogasassociation.org/global-potential-of-biogas/>.

World Biogas Association (2021): Biogas: pathways to 2030. Hydrogen Knowledge Centre. <https://www.h2knowledgecentre.com/content/policypaper1721>.