

Kurzstellungnahme

zum Antrag „Bioenergie
eine klare
Zukunftsperspektive
geben und bestehende
Hemmnisse beseitigen“
der CDU/CSU

Stand: 13.05.24

Das Hauptstadtbüro Bioenergie bündelt die politische Arbeit der Branche und wird getragen von:
Bundesverband Bioenergie e. V. (BBE), Deutscher Bauernverband e. V. (DBV), Fachverband Biogas e. V. (FvB)
und Fachverband Holzenergie (FVH)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	3
1. Zur grundsätzlichen Ausrichtung des Antrags	4
2. Zum den wichtigsten Forderungen im Einzelnen.....	4
2.1. Zu Forderung #1: Verengung der EEG-Regelungen wieder auf flexible KWK legen	4
2.2. Zu Forderung 2: Ausbauziel und Ausschreibungsvolumen anheben	5
2.3. Zu Forderung 3: Anhebung der Gebotshöchstwerte	7
2.4. Zu Forderung 4: Zusätzliche Anreize für Flexibilisierung durch Erhöhung des Flexibilitätszuschlags.....	7
2.5. Zu Forderung 9: Biomethan-KWK-Anlagen ermöglichen	8
2.6. Forderung 13: Potenziale im Bereich Abfall- und Reststoffe sowie ökologisch wertvolle Substrate für Biogaserzeugung erschließen	8
2.7. Zu Forderungen 15 und 16: „Vereinfachung der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung“ und „Praxisgerechte Umsetzung der RED 3“	8
2.8. Zu Forderung 20: Massiven Import von als „fortschrittlich“ deklarierte Biokraftstoffen aus Drittstaaten (insb. China) entgegenwirken.	9
2.9. Zu Forderung 21: Die Potenziale von CCS und CCU mit Bioenergie nutzen	12
2.10. Zu Forderung 23: Kein pauschaler Vorrang der stofflichen vor der energetischen Nutzung von Biomasse in der Nationalen Biomassestrategie.....	13
3. Vorschläge zur Ergänzung.....	14
3.1. Keine Streichung von Biomasse aus der Definition von Strom aus erneuerbaren Energieträgern im Stromsteuergesetz	14
3.2. Einschränkungen für Bioenergie in der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft streichen.....	14

Das Wichtigste in Kürze

1. Die **Potenziale und Stärken der Bioenergie** wie Flexibilität, Verlässlichkeit, Souveränität, Speicherbarkeit sowie Grund- und Spitzenlastfähigkeit gilt es **künftig stärker zu nutzen**. Die Abscheidung von CO₂-Emissionen aus der Biomassenutzung kann einen wichtigen Beitrag für negative Emissionen leisten. Die Umsetzung der im Antrag vorgeschlagenen **Maßnahmen können dazu einen signifikanten Beitrag leisten**.

2. Deutschland verfügt über einen **umfassenden Park an Biogasanlagen, Biomethan-Blockheizkraftwerken und Holzheizkraftwerken**. Diese können gesicherte flexible Leistung zum Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie bereitstellen. Zudem sind sie die Basis vieler regionaler Wärmekonzepte und damit eine einfache und kostengünstige Erfüllungsoption für neuen Vorgaben nach dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und dem Wärmeplanungsgesetz (WPG).

Viele Bioenergieanlagen laufen jedoch auf das Ende ihres EEG-Vergütungszeitraums und haben keine echte Anschlussperspektive. Um die Potenziale des Anlagenbestands für die **Bereitstellung gesicherter flexibler Leistung und regionale Wärmekonzepte** zu nutzen, sollten insbesondere folgende **Änderungen im EEG** vorgenommen werden, die sich auch im Antrag wiederfinden:

- **Anhebung des Biomasse-Ausschreibungsvolumens** auf 1.800 MW pro Jahr ab 2025 (Forderung 2);
- **Anpassung des Flexibilitätzuschlags an Inflation und gestiegene Zinsen** auf 120 Euro/kW (Forderung 4);
- **Anhebung der vergütungsfähigen Volllaststunden in den Biomethan-Ausschreibungen** (Forderung 9).

3. **Zu Recht adressiert der Antrag auch die Probleme im Bereich der Nachhaltigkeitszertifizierung** (Forderung 15 & 16): Bei einer Novelle der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung (BioStrom-NachV) sollten darunter hinaus nicht vertretbarer bürokratischer Aufwand abgebaut werden. Es dürfen auch keine Kriterien neu eingeführt werden, solange die bisherigen Kriterien nicht praktikabel ausgestaltet worden sind.

4. **Es ist zu begrüßen, dass in dem Antrag auch die mutmaßlichen betrügerischen Biokraftstoffimporte aus China abgesprochen werden**. Darüber hinaus bestehen jedoch auch Zweifel an der Echtheit zahlreicher Projekte zur Upstream Emission Reduction, die auf den deutschen Biokraftstoffmarkt genauso wirken wie falsch deklarierte Biokraftstoffimporte. Die Bundesregierung sollte sowohl **kurzfristig Maßnahmen zur Beendigung betrügerischer Praktiken ergreifen** als auch ein **behördliches Zulassungsverfahren für den Import fortschrittlicher Biokraftstoffe einführen**, um zukünftigen Betrugsfällen vorzubeugen.

1. Zur grundsätzlichen Ausrichtung des Antrags

Die Bioenergieverbände begrüßen die Initiative der CDU/CSU-Bundestagsfraktion. Die Bioenergie leistet bereits jetzt einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der Klimaziele, besonders in den Bereichen, wo andere Klimaschutztechnologien an ihre Grenzen stoßen. Bioenergieanlagen stellen nicht nur gesicherte und regelbare Leistung im Strom- und Wärmesektor bereit, sondern trugen 2023 mit 82 Prozent der erneuerbaren Energien im Verkehr den weit überwiegenden Anteil der Treibhausgasmin- derung. 2023 lieferte Bioenergie jeweils 18 Prozent der erneuerbaren Bruttostromerzeugung und 83 Prozent des erneuerbaren Endenergieverbrauchs im Bereich Wärme und Kälte. Bioenergie stellt damit einen unverzichtbaren Beitrag für einen insgesamt nötigen massiven Ausbau der erneuerbaren Ener- gien in allen Anwendungsbereichen bereit. Die Netto-Treibhausgas-Einsparung aus dem Einsatz der Bioenergien betrug im Jahr 2023 rund 75,6 Mio. t CO₂ was in etwa einem Drittel der insgesamt durch Erneuerbare Energien eingesparten Treibhausgasemissionen entspricht.¹

Die Potenziale und Stärken der Bioenergie wie Flexibilität, Verlässlichkeit, Souveränität, Speicherbar- keit sowie Grund- und Spitzenlastfähigkeit gilt es künftig stärker zu nutzen. Die Abscheidung von CO₂- Emissionen aus der Biomassenutzung kann einen wichtigen Beitrag für negative Emissionen leisten. Die Umsetzung der im Antrag vorgeschlagenen Maßnahmen können dazu einen signifikanten Beitrag leisten.

Im Folgenden wird auf die wichtigsten Forderungen im Antrag eingegangen.

2. Zum den wichtigsten Forderungen im Einzelnen

2.1. Zu Forderung #1: Verengung der EEG-Regelungen wieder auf flexible KWK legen

Die Forderung ist zentral und sehr zu begrüßen.

Aufgrund des novellierten Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sowie des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) müssen Gebäudeeigentümer bzw. Wärmenetzbetreiber in den nächsten Jahren immer mehr erneuer- bare Wärme nutzen. Kommunen stehen vor der Herausforderung, diese Prozesse im Rahmen der kom- munalen Wärmeplanung und deren Umsetzung zu organisieren.

Deutschland verfügt über einen umfassenden Bestand an Biogas- und Biomethan-Kraft-Wärmekopp- lungsanlagen (KWK-Anlagen) und Holzheizkraftwerken, die einfache und kostengünstige Optionen zur Erfüllung der Vorgaben nach GEG und WPG darstellen. Es bestehen auch noch Potenziale für einen nachhaltigen Ausbau. Es ist aus diesen Gründen nicht nachzuvollziehen, warum das EEG die Biomasse- Regelungen immer stärker auf Spitzenlastkraftwerke ohne Wärmeauskopplung zuschneidet (sog. „Bi- omethan-Peaker“). Diese Ausrichtung wird zur Stilllegung tausender biogener KWK-Anlagen führen, so dass diese als Wärmequellen für die Erfüllung der Vorgaben nach GEG und WPG ausfallen.

Zudem zeigen die Ausschreibungsergebnisse der überzeichneten Biomasse-Ausschreibungen und der

¹ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2024_uba_hg_erneuerba-reenergien_dt.pdf

mehrmals fehlgeschlagenen Biomethan-Ausschreibungen, dass Bieter an KWK-Anlagen (Biogas, Biomethan, Holz) interessiert sind, nicht aber an Spitzenlastkraftwerken ohne Wärmeauskopplung.

Um das EEG wieder verstärkt auf die Nutzung von KWK-Anlagen auszurichten, sind insbesondere folgende Änderungen notwendig:

- Anhebung des Biomasse-Ausschreibungsvolumens auf 1.800 MW pro Jahr ab 2025 (siehe unten, Forderung 2).
- Anpassung des Flexibilitätsschlags an Inflation und gestiegene Zinsen auf 120 Euro/kW (siehe unten, Forderung 4)
- Anhebung der vergütungsfähigen Volllaststunden in den Biomethan-Ausschreibungen. (siehe unten, Forderung 9)

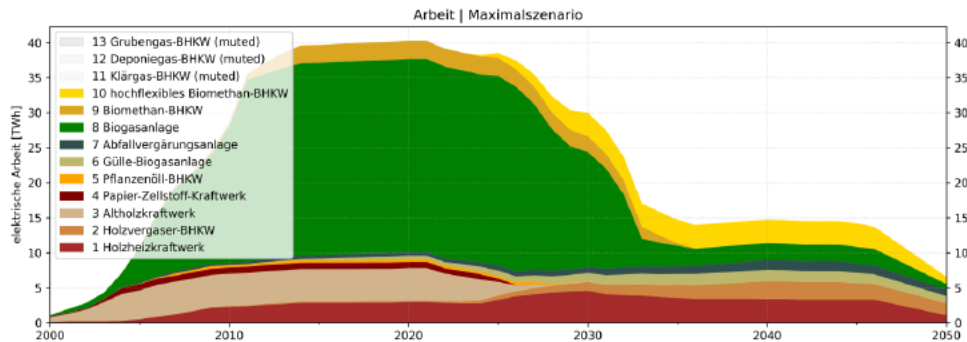
2.2. Zu Forderung 2: Ausbauziel und Ausschreibungsvolumen anheben

Das Ausschreibungsvolumen ist so gering, dass die Stilllegung tausender Anlagen und der Verlust von 34 TWh erneuerbarer regelbarer Stromerzeugung und 23 TWh erneuerbarer Wärmeerzeugung die Folge ist.

Auf ein ausgeschriebenes Biomasse-Volumen von 288 MW wurden Ende 2023 892 Gebote mit einer Gesamtleistung von 910 MW eingereicht; 93 Prozent der Gebote wurden für Bestandsanlagen abgegeben, die eine Anschlussvergütung für die Zeit nach Ablauf des ersten Vergütungszeitraums benötigen. Damit wurden 622 Gebote mit einer Leistung von 622 MW nicht bezuschlagt – soweit bekannt ausschließlich für Bestandsanlagen. Das bedeutet auch, dass 622 Anlagen mit einer Leistung von 622 MW weiter netzdienlich Strom und Wärme für die Region produzieren möchten, ihnen aber keine Chance dafür gegeben wird. In 2024 steigt der Kreis der Biogasanlagen, die ebenfalls noch keine Perspektive für die Zeit nach Auslaufen ihrer EEG-Vergütung besitzen, weiter an. Verschärfend wurde gemäß EEG das Biomasse-Ausschreibungsvolumen in 2024 sogar abgesenkt und wird in den Folgejahren weiter sinken.

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) hat berechnet, dass selbst bei einer vollständigen Ausschöpfung der EEG-Ausschreibungsvolumina und dem Weiterbetrieb der bestehenden Biogasanlagen bis zum Ende ihres zweiten Vergütungszeitraums sich die Stromerzeugung aus Biomasse innerhalb der nächsten zehn Jahre mehr als halbieren wird:²

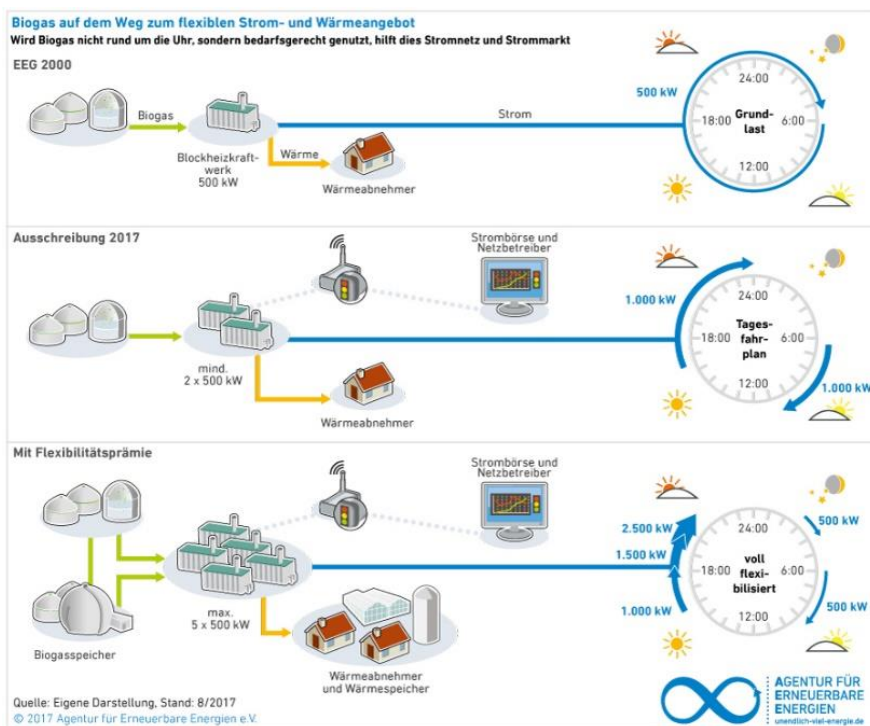
² [DBFZ \(2023\), Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland](#)



Die Höhe des benötigten Ausschreibungsvolumens und des Ausbauziels hängt davon ab, welcher Grad der Flexibilisierung der Biogasanlagen angenommen wird.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen ermöglicht es, die Stromerzeugung aus Biogas auf die Zeiten zu verschieben, in denen Wind- und Solaranlagen nicht ausreichend Strom produzieren. Dafür muss die installierte Leistung der Anlagen erhöht („überbaut“) und müssen zusätzliche Gas- und Wärmespeicher gebaut werden, um Biogas in Zeiten mit hohem Solar- und Windstromanteil zu speichern.

Umgekehrt kann in Zeiten mit niedriger Wind- und PV-Einspeisung das gespeicherte Biogas mit höherer Leistung verstromt werden. Weil die Anlagen dann deutlich kürzer laufen, erhöht sich die *Stromerzeugungskapazität*, nicht aber die *Biogaserzeugung an sich*. Läuft heute ein 500 kW Motor 24 Stunden, um 12.000 kWh Strom zu produzieren, laufen 5 x 500 kW Motoren am selben Standort also künftig nur noch knapp 5 Stunden, um ebenfalls 12.000 kWh zu erzeugen.



In den Substratlagern an den Standorten der Biogasanlagen lagern gewöhnlich Substrate für 1-2 Jahre. Die Biogasanlage kann deshalb saisonal unterschiedlich gefüttert und so die Strom-/Wärme-Erzeugung saisonal verschoben werden. Werden die BHKW an das Gasnetz angeschlossen, können die BHKW

in den Zeiten, in denen die Biogasspeicher leer sind, mit Biomethan aus dem Gasnetz versorgt werden und insbesondere in Zeiten ohne Sonne und Wind als Lösung dienen.

Flexibilisiert wird übrigens schon heute, denn noch vor wenigen Jahren liefen Biogasanlagen 8.000 Volllaststunden und mehr. Durch Investitionen in die flexible Fahrweise wurden diese auf durchschnittlich 5.740 Volllaststunden gesenkt – bei gleichbleibender, aber flexibler Stromerzeugung.

- **Allein durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands ließen sich bei gleicher Stromerzeugung und gleichem Biomasseverbrauch 12 GW installierte Leistung bis 2030 bereitstellen.** Dies entspräche einer Steigerung der installierten Leistung um 6 GW ggü. heute ohne Ausweitung von Stromerzeugung und Biomasseverbrauch.
- **Ein Ausschreibungsvolumen, das sich an diesem Ziel orientiert, beträgt 1.800 MW für die Jahre ab 2025.**
- **Ein EEG-Ausbauziel für Biomasse 2030, das sich an dem oben genannten Ziel für die Flexibilisierung der Biogasanlagen orientiert, aber keine relevante Ausweitung Stromerzeugung und des Biomasseverbrauchs annimmt, muss bei 16,7 GW liegen:** 12 GW Biogas/Biomethan zzgl. 4,7 GW sonstige Biomasseanlagen (ggü. heute konstant).

2.3. Zu Forderung 3: Anhebung der Gebotshöchstwerte

Aus Basis eines Gutachtens des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) empfiehlt die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Januar 2023, die Gebotshöchstwerte gegenüber 2022 um 20 Prozent anzuheben, damit sie in etwa die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen abbilden. Aufgrund der Begrenzung in § 85a Abs. 1 EEG 2023 konnte die BNetzA die Höchstwerte jedoch nur um 10 Prozent anheben; eine weitere **Anhebung um 10 Prozent** muss dementsprechend nun gesetzgeberisch erfolgen.³ Eine Anhebung der anzulegenden Werte in den Festvergütungen erfolge bislang nicht, muss also ebenfalls gesetzgeberisch erfolgen.

2.4. Zu Forderung 4: Zusätzliche Anreize für Flexibilisierung durch Erhöhung des Flexibilitätszuschlags.

Die Mehrkosten für die Flexibilisierung sollten eigentlich über einen Investitionszuschuss im EEG (Flexibilitätszuschlag) zumindest teilweise gedeckt werden, damit Banken Kredite für die notwendigen Investitionen gewähren. Aufgrund der mit der Inflation steigenden Preise für technische und bauliche Anlagenkomponenten sowie der deutlich gestiegenen Zinsen ist der Flexibilitätszuschlag heute jedoch bei weitem nicht mehr Kosten deckend. Derzeit fehlt eine Anpassung des Anreizsystems an die gestiegenen Kosten. Nach einem zwischenzeitigen Investitionsschub für die Flexibilisierung stagniert diese inzwischen.

Der Flexibilitätszuschlag muss an Inflation und steigende Zinsen angepasst und auf mind. 120 €/kW erhöht werden, um den weiteren Zubau von Flexibilität zu ermöglichen, auch für bereits bezuschlagte Anlagen.

³ Die BNetzA-Festlegung eines um 10% erhöhten Gebotshöchstwerts und der Hinweis, dieser hätte um mind. 20% erhöht werden müssen, ist abrufbar unter [Sitbonn01d223022216240 \(bundesnetzagentur.de\)](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/01/sitbonn01d223022216240.html)

2.5. Zu Forderung 9: Biomethan-KWK-Anlagen ermöglichen

Die Forderung ist sehr zu begrüßen. Wie unter Forderung 1 beschrieben, sollten die EEG-Vergütung für Biomasse wieder stärker auf KWK-Anlagen ausgerichtet werden, sowohl Biogas- und Holz-KWK, aber auch Biomethan-KWK.

Eine **Anhebung der vergütungsfähigen Volllaststunden in den Biomethan-Ausschreibungen** sowie eine Anerkennung von Biomethan als vergütungsfähigem Brennstoff in den Biomasse-Ausschreibungen sind dafür geeignete Regelungen.

2.6. Forderung 13: Potenziale im Bereich Abfall- und Reststoffe sowie ökologisch wertvolle Substrate für Biogaserzeugung erschließen

Die Forderung ist sehr zu begrüßen. Geeignete Maßnahmen wären:

- Die **Einführung eines neuen Zuschlags im EEG für die Vergärung ökologisch besonders wertvoller Substrate**, auch für bereits in Betrieb genommene Anlagen und bezuschlagte Gebote.
- Den Einsatz ökologisch besonders wertvoller Substrate uneingeschränkt auf den **Mindestanteil in der Sondervergütungsklasse zur Vergärung von Gülle anzurechnen**, auch für bereits in Betrieb genommene Anlagen und bezuschlagte Gebote.

2.7. Zu Forderungen 15 und 16: „Vereinfachung der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung“ und „Praxisgerechte Umsetzung der RED 3“

Neue nationale Anforderungen an den Bau und Betrieb von Bioenergieanlagen dürfen nicht geschaffen werden, bevor nicht die bestehenden Anforderungen praxisgerecht und verhältnismäßig ausgestaltet sind. Sollte es eine Verschärfung bestehender bzw. Einführung neuer Auflagen geben, darf es **nicht zu mehr bürokratischem Aufwand bzw. zusätzlichen Kosten** kommen und es muss **ausreichende Übergangszeiträume** geben.

Bei einer Novelle der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung (BioStromNachV) müssen darunter hinaus nicht vertretbarer bürokratischer Aufwand abgebaut werden sollte. Es dürfen **keine Kriterien neu eingeführt werden, solange die bisherigen Kriterien nicht praktikabel ausgestaltet worden sind**.

Dazu gehören insbesondere folgende Aspekte:

- Die RED III lässt für die nationale Umsetzung der neuen Vorgaben zur Einsparung von Treibhausgasemissionen bei bestehenden Anlagen einen **Übergangszeitraum bis Ende 2030** zu. Dieser sollte unbedingt genutzt werden, damit in einem ausreichenden Diskussionsprozess zwischen Branche und Politik praxisgerechte und verhältnismäßige Regeln ausgearbeitet werden können und sich die Branche auf die anstehenden Neuerungen einstellen kann.
- Das Verfahren für die Berechnung der Treibhausgaseinsparung einer Anlage muss deutlich vereinfacht werden. Insbesondere müssen auf europäischer und ggf. auf deutscher Ebene **viel mehr Standardwerte für jeweils unterschiedliche Anlagenkonzepte** (Substratmix etc.) festgelegt werden. Nach aktuellem Stand müssen hochkomplexe individuelle Berechnungen durchgeführt werden. Für die dafür hinterlegten Rechenregeln fehlen für den Biogasbereich an we-

sentlichen Stellen Emissionsfaktoren oder benötigte Grunddaten. Gleichzeitig müssen umfangreiche Daten in der Vorkette erhoben werden. Diese komplexen Rechnungen ohne fundierte Grundlagen suggerieren damit eine Scheingenaugigkeit, die schwer geprüft werden kann und in dieser Form nicht als Förderkriterium dienen kann.

- Die **Berichtspflichten müssen verhältnismäßig ausgestaltet** werden. Insbesondere sollte von einer vierteljährlichen auf eine jährliche Berichtspflicht umgestellt werden.
- Die **Sanktionen** für Anlagen, deren (Re-)Zertifizierung zu spät eingereicht wird, **sollten verhältnismäßig sein**. Nur für den Zeitraum ohne Zertifikat sollte keine Vergütung gezahlt werden. Aktuell droht vollständiger Vergütungsverlust. Ebenso sollte eine Verstromung von nicht-nachhaltigen Biogasmengen nicht zum vollständigen Vergütungsverlust führen. Es ist verhältnismäßig, wenn die Vergütung nur für den nicht-nachhaltigen Strom entfällt.
- Die RED III senkt die Größengrenze, ab der eine Nachhaltigkeitszertifizierung nötig ist, im Bereich fester Biomasse von 20 auf 7,5 MW Gesamtfeuerungswärmeleistung ab. Gleichzeitig besteht für die Mitgliedsstaaten die Möglichkeit, **vereinfachte Nachweissysteme zwischen 7,5 und 20 MW** einzuführen. Deutschland sollte von dieser Möglichkeit, Bürokratie und Verwaltungsaufwand möglichst gering zu halten, unbedingt Gebrauch machen.
- Die Bagatellgrenze ist in der RED in Form von Feuerungswärmeleistung festgelegt. Ob eine Biogasanlage in den Anwendungsbereich der BioStromNachV fällt, hängt also nicht von der Menge des erzeugten Biogases oder der Menge des erzeugten Stroms ab, sondern von der Leistungsstärke der Blockheizkraftwerke. Das hemmt die Umrüstung von Biogasanlagen auf eine flexible Fahrweise. Denn bei der Flexibilisierung wird die installierte Leistung und damit die Feuerungswärmeleistung des BHKW erhöht, nicht aber die Biogas- bzw. -stromerzeugung. Deutschland sollte sich auf europäischer Ebene **dafür einsetzen, dass die Höhe der Biogas- bzw. -stromerzeugung für die Bagatellgrenze maßgeblich ist, nicht die Höhe der installierten Leistung oder Feuerungswärmeleistung**.

2.8. Zu Forderung 20: Massiven Import von als „fortschrittlich“ deklarierte Biokraftstoffen aus Drittsaaten (insb. China) entgegenwirken.

Die EU und besonders Deutschland erreichen seit Anfang 2023 große Mengen fortschrittlicher Biokraftstoffe, deren Ursprungsland zumeist China ist. **Branchenexperten bezweifeln jedoch stark, dass die importierten Biokraftstoffe tatsächlich aus den genannten Rest- und Abfallstoffen** (z.B. Soap Stock, Bleicherdeöl, Food Waste Sludge, Rohglycerin und Brown Grease) **produziert werden**, da ein derartiger Hochlauf chinesischer Produktionskapazitäten innerhalb kürzester Zeit aufgrund der aufwändigen Anlagentechnik und des begrenzten Rohstoffpotenzials nicht plausibel ist.

Die Folgen der **mutmaßlich betrügerischen Biodiesel-Importe aus China** sind verheerend:

- **massiver Preisdruck auf alle in Europa hergestellten Biokraftstoffe** durch schwindende Absatzmärkte;
- **Verfall der THG-Quotenpreise**, der alle an den THG-Quotenerfüllungsoptionen beteiligten Unternehmen schädigt, auch die Hersteller von Biomethan sowie die bei der **Anrechnung von Ladestrom für E-Mobilität** beteiligten Marktakteure und den Hochlauf der E-Mobilität;
- in der Folge **fehlende Wirtschaftlichkeit der heimischen Biokraftstoffproduktion** und sehr starke Produktionsrückgänge,

- **existenzielle Bedrohung der gesamten Branche**, wenn keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden;
- **Entwertung bereits getätigter Investitionen in die fortschrittliche Biokraftstoffproduktion** in Deutschland.

Parallel zu den bekannt mutmaßlich betrügerischen Biodiesel-Importen aus China, haben sich in den letzten Monaten **neue Betrugsvorwürfe im Kontext der Treibhausgasminde rung** im Verkehr erhärtet. Aufgrund mangelnder Prüfung und Untätigkeit der zuständigen Behörden (Umweltbundesamt / Deutsche Emissionshandelsstelle) und missbräuchlicher Tätigkeit in deutschen Zertifizierungsstellen bestehen seit Monaten **Zweifel an der Echtheit zahlreicher Upstream Emission Reduction (UER)-Projekte, vor allem aus China**. Dabei handelt es sich um Projekte zur Emissionsminderung bei der Erdöl- und Erdgasförderung. Beide Problemstellungen bzw. Lösungsansätze werden im Folgenden hinsichtlich der Betrugsprävention erörtert.

Der Verdacht steht im Raum, dass **drei Viertel der genehmigten UER-Projekte nicht zulässig oder gefälscht sind** und damit einen **Schaden von mehreren Milliarden Euro** (Betrugsvolumen ca. 4,5 Mrd. € laut Berechnungen auf Basis der Pönale nach BImSchG) verursachen. Durch Recherchen des ZDF (ZDF heute JOURNAL UP:DATE vom 30.04.2024: „CO₂-Projekte: Betrugsverdacht bei Klimaschutzprojekten“) hat sich dieser Verdacht nun erhärtet. UER-Nachweise können jährlich bis zu einer Obergrenze von rund 2,5 Mio. Tonnen CO₂ auf die THG-Minderungsquote angerechnet werden. Über 7,6 Mio. Tonnen THG-Minderung wurden durch den Missbrauch jedoch nie realisiert.

Folgende Maßnahmen sollten ergriffen werden, um die mutmaßlich betrügerischen Importe fortschrittlichen Biodiesels zu beenden:

1. Kurzfristige Maßnahmen:

- **Novellierung der 38. BImSchV:** Eine Doppelanrechnung bei Übererfüllung der Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe sollte untersagt werden, wenn das Herkunftsland des Kraftstoffes oder der Produzent selbst keine Witness-Audits der BLE zulässt.
- **Aussetzen von BLE-Biomassecodes für Biokraftstoff-Importe aus Ländern, deren Produzenten unter Betrugsverdacht stehen**, während laufender Untersuchungen durch die BLE, das BMUV oder nationale und EU-Strafverfolgungsbehörden. Im aktuellen Verdachtsfall „China“ zählen dazu Fettabscheider-Inhalte gemäß BLE-Biomassecodes 3826-w020305-01 und 15162-w020305-01 sowie 3826-w020305-91 und 15162-w020305-91, außerdem Biomassecodes für soapstock- oder food waste sludge-basierte Biokraftstoffe, ggf. auch weitere.
- **Umgehende und regelmäßige Überprüfung der BLE-Biomassecode-Liste** hinsichtlich ihrer Aktualität und praktischen Anwendbarkeit.
- **Aussetzung des Vertrauensschutzes bei Kenntnis von Betrug:** Es sollte eine über die aktuelle BLE-Mitteilung (siehe BLE-Website) hinausgehende Ankündigung der BLE geben über die Aussetzung des Vertrauensschutzes für Nachhaltigkeitsnachweise gemäß §17 (2) Ziffer 1 Biokraft-NachV, wenn die Marktteilnehmer Kenntnis von Betrug haben konnten („...bei Anwendung der im Verkehr üblichen Sorgfalt die Unwirksamkeit hätte erkennen können.“)

Die in der EU in Verkehr zubringenden Biokraftstoffmengen sind von einer Massenbilanzierung ausgeschlossen, es gilt der nämliche Nachweis von Rohstoffkategorie und Biokraftstoffmenge, die doppelt auf die Quotenverpflichtung angerechnet werden soll.

2. Behördliches Zulassungsverfahren für den Import fortschrittlicher Biokraftstoffe einführen.

In Ländern wie Österreich, Frankreich oder Belgien müssen Produzenten fortschrittlicher Biokraftstoffe ein behördliches Zulassungsverfahren durchlaufen. Dabei sind u. a. Rohstoff, Produktionsprozess und Ausbeute darzulegen.

Bewertungsgrundlage sind die Anforderungen gemäß der Delegierten Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie: „Das Kriterium für die Entscheidung, ob ein Rohstoff in Anhang IX Teil A oder Teil B aufgenommen wird, besteht darin, ob er nur mit fortschrittlichen Technologien oder mit ausgereiften Technologien zu Biokraftstoffen oder Biogas verarbeitet werden kann. Da fortschrittliche und ausgereifte Technologien in der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht definiert sind, sollten bei der Aufnahme von Rohstoffen in Anhang IX Teil A bzw. Teil B eine Reihe von Faktoren berücksichtigt werden. Neben Indikatoren für die technische und wirtschaftliche Nutzbarkeit zählt dazu auch der Umfang, in dem die Technologien bereits eingesetzt werden.“

Gemäß EU-Recht muss es Ziel der Registrierung/Zertifizierung sein, dass ausschließlich der Nachweis der Innovation/Neuheit einer Technologie entscheidend ist für die Inanspruchnahme der Doppelanrechnung

Bei erfolgreicher Prüfung durch die nationale Behörde erhält der Antragsteller die Genehmigung, eine maximale Menge des fortschrittlichen Biokraftstoffes in einem festgelegten Zeitraum zur Anrechnung in dem jeweiligen Mitgliedstaat anzumelden.

Die Bundesregierung sollte ein solches Verfahren auch in Deutschland einführen. Als Aufsichtsbehörde könnte die BLE fungieren. Das Zulassungsverfahren könnten Zertifizierungssysteme als Teil einer Nachhaltigkeitszertifizierung im Rahmen eines verschärften Erstaudits in Begleitung eines BLE-Prüfers (nur bei der Erstzertifizierung) durchführen. Nur erfolgreich auditierte Produzenten erhalten dann eine Importerlaubnis nach Deutschland bzw. in die EU.

Ein solches Verfahren könnte u. a. die folgenden Maßnahmen beinhalten:

Zulassung (für jeweils 2 Jahre)

Die Zulassung umfasst

- eine verfahrenstechnische Prüfung (Engineering Report), (ob und wenn ja) welche Mengen eines fortschrittlichen Biokraftstoffs der Produzent aus dem angegebenen Rohstoff herstellen kann; ein Wechsel der Auditoren nach 4 Jahren ist obligatorisch.
- eine Tiefenprüfung (Due Diligence) der letzten Schnittstelle (= verschärftes Erstaudit);
- die Hinterlegung einer volumen- und wertabhängigen Sicherheitsleistung (Kautions). Die Sicherheitsleistung wird eingezogen, wenn
 - „das Zertifikat der ausstellenden Schnittstelle zum Zeitpunkt der Ausstellung des Nachhaltigkeitsnachweises ungültig war“;

- von der Schnittstelle ausgestellte Nachhaltigkeitsnachweise „gefälscht sind oder unrichtige Angaben enthalten“.

Laufende Kontrollen im Zulassungszeitraum

Während eines Zulassungszeitraumes erfolgen in Präsenz

- quartalsweise Kontrollen der Massenbilanzen durch Prüfung aller ein- und ausgehenden Ströme (Rohstoffe, Hilfsstoffe sowie Fertigprodukte) und Energieverbräuche des Produzenten;
- eine halbjährliche Kontrolle des Warenwirtschaftssystems, einschlägiger Akten, und des Rechnungswesens des Produzenten am Standort.

2.9. Zu Forderung 21: Die Potenziale von CCS und CCU mit Bioenergie nutzen

Gemäß Bundesklimaschutzgesetz ist es das Ziel Deutschlands, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Dafür ist zum einen die drastische Reduzierung von Treibhausgasemissionen – v.a. aus der Nutzung fossiler Energieträger – nötig und zum anderen der Ausgleich unvermeidbarer Treibhausgase durch den Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre. **Bioenergie kann** nicht nur im CO₂-Kreislauf fossile Energie ersetzen und damit Emissionen reduzieren, sondern **bei bzw. nach der Energiebereitstellung als Treibhausgassenke wirken**. Bioenergie stellt damit als einzige erneuerbare Energieform sowohl für die Vermeidung als auch für den Entzug von Treibhausgasen Lösungen bereit. Bei der energetischen Biomassennutzung kann das in der Biomasse gebundene CO₂ separiert und für eine dauerhafte Speicherung oder stoffliche Nutzung weitergenutzt werden (Bioenergy with Carbon Capture and Storage / Use - BECCS / BECCU). Das kann am Standort der energetischen Nutzung erfolgen (z.B. bei der Verbrennung von fester Biomasse in Heizkraftwerken) oder bei der Herstellung biogener Energieträger (z.B. bei Fermentation im Rahmen der Bioethanolproduktion, der Pyrolyse, der Biogasaufbereitung oder der Biogasdampfreformierung). Das CO₂ kann nicht nur in gasförmiger Form transportiert und verpresst werden, sondern auch in fester oder flüssiger Form.

Bioenergie mit CCS bzw. CCU ist als THG-Senkentechnologie für die Erreichbarkeit der Klimaziele unverzichtbar: Der IPCC geht in seinem Sonderbericht zum 1,5°C -Ziel davon aus, dass bis zum Jahr 2100 rund 100-1.200 Mrd. t CO₂ an kumulierten Treibhausgasfestlegungen nötig sein werden, um das 1,5°C-Ziel einzuhalten. Der weit überwiegende Anteil (43-98%) stammt in diesen Szenarien aus BECCS.⁴

Eine von Seeger Engineering durchgeführte Studie⁵ im Auftrag des Bundesverbandes Bioenergie e.V. (BBE) hat ergeben, dass **bereits der bestehende Bioenergieanlagenpark** (Holzheizkraftwerke, Bioethanol- und Biogasanlagen) **bei konstant gehaltenem Biomasseeinsatz 13 Mio. t CO₂ pro Jahr an CO₂-Abscheidung bereitstellen könnte**. Langfristig wäre ein Ausbaupotential auf bis zu 30 Mio. t CO₂ pro Jahr möglich. Entsprechend muss die von der Bundesregierung geplante Langfriststrategie Negativemissionen Anreize setzen, damit bestehende Bioenergieanlagen in CO₂-Abscheidetechniken investieren und den Anlagenpark nicht nur erhalten, sondern weiterentwickeln.

⁴ <https://www.ipcc.ch/sr15/>

⁵ https://www.bioenergie.de/download_file/force/1820/201

2.10. Zu Forderung 23: Kein pauschaler Vorrang der stofflichen vor der energetischen Nutzung von Biomasse in der Nationalen Biomassestrategie

Die Eckpunkte zur Biomassestrategie benennen als eines der Leitprinzipien die „Priorisierung der stofflichen Nutzung“. Aus Sicht der Bioenergieverbände ist eine pauschale Priorisierung problematisch und wird abgelehnt.

1. **Der Markt regelt die Biomassenutzung entsprechend der höchsten Wertschöpfung.** Eine Vorzüglichkeit der stofflichen Nutzung kann nur gegeben sein, wenn diese höhere Rohstoffpreise als die energetische Nutzung realisieren kann. Entsprechend sollten die Wirtschaftsteilnehmer unter Beachtung der gesetzlichen Regelungen über den effizientesten Umgang mit Biomasse entscheiden. Die Hemmnisse der Umsetzung einer echten Kreislaufwirtschaft liegen v.a. auf der Nachfrageseite und der relativen Vorzüglichkeit von fossil-basierten Produkten. Die energetische Biomassenutzung hemmt die Entwicklung hin zur Kreislaufwirtschaft nicht, sondern unterstützt diese, indem anderweitig nicht nutzbare Biomassesortimente verwertet werden und damit die Biomassenutzung insgesamt wirtschaftlicher wird. So ist beispielsweise die **kas-kadische Holznutzung in Deutschland weitgehend umgesetzt** und orientiert sich an den erzielbaren Marktpreisen und Holzverarbeitungskapazitäten, die für höherwertige stoffliche Verwertungen höhere Preise erzielen. Das selbe Prinzip gilt für landwirtschaftliche Rohstoffe, so dass beispielsweise für Brotgetreide höhere Preise erzielbar sind als für minderwertige oder Auch im Bereich **Altholz** folgt die Verwertung dem Bedarf der möglichst hochwertigen Verwertung, so dass bei einem Altholzaufkommen von rund 10 Mio. t in Deutschland und stofflichen Verarbeitungskapazitäten von etwas weniger als 2 Mio. t, nur die knapp 8 Mio. t, für die keine stoffliche Verwertungsnachfrage besteht, energetisch genutzt werden.
2. Eine pauschale Priorisierung der stofflichen vor der energetischen Nutzung von Biomasse **wäre kontraproduktiv für die Klimaziele Deutschlands, besonders in den Bereichen Verkehr und Wärme.** Bioenergie stellt hier jeweils über 80 Prozent der erneuerbaren Energien bereit. Energie aus Biomasse macht 2023 rund die Hälfte der gesamten erneuerbaren Energie aus.
3. **Stoffliche und energetische Biomassenutzung gehen über die Kaskaden- und Koppelnutzungen Hand in Hand:** so entstehen beispielsweise bei der Produktion von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse erhebliche Mengen an Koppelprodukten wie Proteinfuttermittel, Basischemikalien oder biogenes CO₂, die eine zunehmend wichtigere Rolle der Defossilisierung in anderen Sektoren übernehmen.
4. Eine **langfristige Kohlenstoffbindung der Biomasse ist auch bei der stofflichen Verwendung nicht immer möglich** (kurzlebige Produkte wie z.B. Papier, Hygieneartikel, Holzverpackungen,...). Stattdessen reduziert die energetische Nutzung fossile Rohstoffmengen und Importabhängigkeiten und ermöglicht über die **Abscheidung von CO₂ bei der energetischen Biomassenutzung** eine langfristige Speicherung des CO₂.
5. Zudem übernimmt die energetische Biomassenutzung eine wichtige Funktion, um z.B. schadstoffbelastete Biomassen (z.B. Altholz, pilzbefallenes Getreide, ...) **einer sinnvollen Verwertung zuzuführen und Schadstoffe aus dem Kreislauf auszuschleusen.** Eine Priorisierung der stofflichen Nutzung ist deshalb rein aus Vorsorgegesichtspunkten und zur Qualitätssicherung nicht sinnvoll.

3. Vorschläge zur Ergänzung

3.1. Keine Streichung von Biomasse aus der Definition von Strom aus erneuerbaren Energieträgern im Stromsteuergesetz

Der aktuelle Referentenentwurf eines Gesetzes zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht sieht vor, dass Strom aus Biomasse künftig nicht mehr als erneuerbare Energie gelten soll. Das Bundesfinanzministerium (BMF) begründet den Vorstoß mit der Angleichung des Stromsteuerrechts an die kürzlich geänderten Regelungen des EU-Beihilferechts (AGVO). Entgegen der Begründung des BMF erlauben die EU-Beihilferegeln jedoch ausdrücklich steuerliche Ermäßigungen für Strom aus Biomasse, sofern die Bioenergieanlage ab einer bestimmten Leistung die Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungskriterien der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED) erfüllt.

Der Vorstoß des BMF geht damit deutlich über die EU-Regelungen hinaus und schafft eine neue Definition für erneuerbare Energieträger, die Bioenergie komplett ausklammert, obwohl in anderen deutschen Gesetzen und Rechtsakten der Europäischen Union wie der RED oder dem EEG dieser Begriff bereits eindeutig geregelt ist. Es ist schlicht nicht vermittelbar, dass Biomasse nach dem StromStG nicht zu den erneuerbaren Energieträgern zählen soll, nach dem EEG aber schon. Bioenergieanlagen stellen gesicherte und flexible erneuerbare Energie bereit und sichern zudem Wertschöpfung im ländlichen Raum. Die **Streichung der Biomasse aus der Definition für Strom aus erneuerbaren Energieträgern trifft diese Wertschöpfungsketten an einer empfindlichen Stelle**, nämlich dort, wo Anlagenbetreiber den Strom selbst verbrauchen.

3.2. Einschränkungen für Bioenergie in der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft streichen

Die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) soll Unternehmen u.a. bei der Umstellung ihrer Wärmeerzeugung für industrielle Prozesse wie Trocknung und Dampferzeugung unterstützen. Bei der letzten Überarbeitung der Förderrichtlinie im April 2023 wurde die Förderfähigkeit von Biomasseanlagen zur Wärmeerzeugung deutlich eingeschränkt. Auch bei der Überarbeitung im Februar 2024 wurde die Technologieoffenheit verletzt, indem die bisherige Diskriminierung der Biomasse beibehalten und die Fördersätze gegenüber anderen erneuerbaren Energien abgesenkt wurden.

Die Bioenergieverbände schlagen folgende Änderungen der EEW, um Technologieoffenheit bei der Defossilisierung der Prozesswärmeerzeugung zu ermöglichen:

1. **Gleiche Förderquoten für Biomasseanlagen wie für alle anderen erneuerbaren Wärmeerzeuger:**
In der industriellen Prozesswärmebereitstellung sind das Temperaturniveau, die Grundlastfähigkeit, die Wirtschaftlichkeit und die Versorgungssicherheit entscheidende Parameter. Im Mittel- und Hochtemperaturbereich ist Biomasse aktuell der einzige Energieträger, der dieses Anforderungsprofil erfüllt. Aufgrund der hohen Investitionskosten für Biomasseanlagen führt die Absenkung der Förderquote für Bioenergie um 20 % gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern zu einer deutlichen Schlechterstellung. Dies konterkariert das Prinzip der Technologieoffenheit und grenzt die Möglichkeiten zur Umstellung fossiler auf erneuerbare Wärmeerzeugung empfindlich ein.

2. **Nachhaltigkeit als Entscheidungskriterium:** Die Einschränkung der förderfähigen Biomassen ist nicht an der Nachhaltigkeit orientiert und schließt große Biomassesortimente aus. Ausgeschlossen sind z.B. Holz aus Kalamitäten, Erstdurchforstungsmaterial, Holz aus Agroforstsystemen und Kurzumtriebsplantagen, Reste aus der Kompostierung sowie (weitgehend) Anbaubiomasse. Die Förderfähigkeit von Biomassesortimenten sollte anhand deren Nachhaltigkeit bewertet werden. Bioenergieträger, die die etablierten Nachhaltigkeitskriterien der Erneuerbaren Energien Richtlinie der EU (RED II bzw. RED III) erfüllen, sollten ohne willkürliche Ausschlüsse in die Liste der förderfähigen Brennstoffe aufgenommen werden.

3. **Technologieoffenheit als Leitprinzip:** Biomasse sollte gleichwertig mit der Direktelektrifizierung zur Prozesswärmeerzeugung gestellt werden. Es darf keine Bedingung sein, dass Biomasseanlagen oder Hybridkesselsysteme lediglich dann förderfähig sind, wenn eine Direktelektrifizierung technisch nicht möglich ist. Die Direktelektrifizierung ist technisch meistens möglich, verursacht jedoch gegenüber Biomasse vier bis fünffach höhere Betriebskosten. Da die Investition in einen Biomassekessel vier bis fünf Mal teurer ist als bei einem Stromkessel, ist ohne Investitionsförderung für Biomasseanlagen für Unternehmen der wirtschaftliche Anreiz genommen, die Prozesswärmeerzeugung umzustellen.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek

Leiterin

Tel.: 030-2758179-00

Email: rostek@bioenergie.de

Gerolf Bücheler

Geschäftsführer des Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) / Fachverband Holzenergie (FVH)

Tel.: 030-2758179-221

Email: buecheler@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt

Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V. (FvB)

Tel.: 030-2758179-16

Email: guido.ehrhardt@biogas.org