

Abschlussbericht

Wechselwirkungen der mehrfachen Förderung von Biomasse in unterschiedlichen europäischen und/oder nationalen Klimaschutzinstrumenten

Rechtliche Bewertung einer parallelen Berücksichtigung von Biomethan in Fördersystemen und Emissionshandelssystemen sowie Auswirkungen auf die Vollzugspraxis im Emissionshandel

von:

Carl Bennet Nienaber, von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Berlin

Dr. Hartwig von Bredow, von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Berlin

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 71/2025

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und
Verbraucherschutz

Forschungskennzahl 37K2 34 116 0
FB001653

Abschlussbericht

Wechselwirkungen der mehrfachen Förderung von Biomasse in unterschiedlichen europäischen und/oder nationalen Klimaschutzinstrumenten

Rechtliche Bewertung einer parallelen Berücksichtigung
von Biomethan in Fördersystemen und
Emissionshandelssystemen sowie Auswirkungen auf die
Vollzugspraxis im Emissionshandel

von

Carl Bennet Nienaber, von Bredow Valentin Herz
Rechtsanwälte, Berlin

Dr. Hartwig von Bredow, von Bredow Valentin Herz
Rechtsanwälte, Berlin

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:

von Bredow Valentin Herz Partnerschaft von Rechtsanwältinnen und Rechtsanwälten mbH
Littenstr. 105
10179 Berlin

Abschlussdatum:

November 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 4.6 Emissionsüberwachung, -berichterstattung und Verifizierung im Emissionshandel
Fachbegleitung: Iris Steinigk

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7599>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, November 2025

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

Summary

1. Results

1.1 Main results

- ▶ The overwhelming arguments suggest that it is not an impermissible double support if, for example, a zero emission factor is set for a quantity of biomethane in the EU-ETS 1 that has also received support under national support schemes.a
- ▶ It is less clear whether the emission factor of zero for a quantity of biomethane that has been imported into Germany from other countries and has already been supported there under a support system constitutes impermissible double support, since we are unable to deeply analyze the foreign support systems. However, the stronger arguments also speak against impermissible double support here. Firstly, the overwhelming arguments already suggest that the exclusion of sustainable biomass from the pricing of CO2 emissions under the emissions trading systems does not constitute support and that, accordingly, impermissible double support is excluded from the outset. Secondly, our examination of foreign support systems has not revealed any evidence that the support granted under those systems is so comprehensive that the privileged treatment under the emissions trading systems – even if such privileged treatment were to be considered support – would lead to overfunding.
- ▶ After examining the national legal framework for emissions trading systems and the legal framework for the support of biomethane, the overwhelming arguments suggest that the legislator accepts the possibility of allocating a quantity of biomethane to be credited with an emission factor of zero and to use the same quantity of biomethane in a support system such as the EEG or the system of greenhouse gas reduction obligations in the transport sector in accordance with §§ 37a et seq. BImSchG. It is not clear whether the German legislator regards this as double support or whether it does not consider the option of applying an emission factor of zero to be a support scheme. If the German government does consider this to be double support, the overwhelming arguments suggest that it does not classify it as inadmissible in the majority of cases. In a case where the legislator classified the privileged treatment of biomethane in the emissions trading systems and simultaneous support in other systems has inadmissible double support it has prevented the inadmissible double support by means of explicit regulations.
- ▶ In view of this, the question of inadmissible double support arises primarily in the context of the fact that double privileged treatment of a quantity of biomethane in the aforementioned sense could violate European law and the national legal framework would have to be adapted or at least interpreted in accordance with European law.
- ▶ Following the latest adjustments to the European legal framework in the Implementing Regulation (EU) 2024/2493 amending the Monitoring Regulation, it is expressly stated that an emission factor of zero in the context of the emissions trading systems does not constitute a support scheme under RED II. Against this background, it seems far-fetched to assume that the national legal framework is contrary to European law with regard to the possible double support of biomethane.

1.2 Analysis of the EU-Legal framework

- ▶ The overwhelming arguments suggest that the exclusion of biomethane from CO2 pricing through the emission factor of zero or its exclusion from the scope of the emissions trading systems does not constitute support from the perspective of the legal framework analyzed here (RED II, Emissions Trading Directive, Monitoring Regulation).

- Although the interpretation of the term 'support' according to Article 2(5) RED II allows the conclusion that the privileged treatment of biomethane within the emissions trading systems constitutes a mechanism that increases the sale of biomethane 'in any other way', this interpretation is not mandatory (D4.2.1.1)
 - A missing pricing of CO₂ emissions from the mere use of biogenic energy sources does not represent a counterfactual betterment of biogenic energy sources compared to fossil energy sources, according to the rules of RED II particularly for calculating the GHG emissions of biogenic energy sources. Accordingly, biogenic energy sources are not privileged over fossil energy sources by the emission factor of zero which arguably excludes the emission factor of zero from being a support scheme (D4.2.1.1)
 - The latest amendment to the Monitoring Regulation now explicitly clarifies that the privileged treatment of biomass under the emissions trading systems does not constitute support within the meaning of RED II
- If one assumed that the privileged treatment of biomethane under the emissions trading systems constitutes funding, the European legal framework does not categorize further support of the same biomethane quantity as impermissible double support in principle, but expressly allows for double funding.
- The Emissions Trading Directive and the ReFuelEU Aviation Regulation explicitly allow for support with regard to compliance with the obligation to maintain a minimum share of sustainable aviation fuels for aviation fuel suppliers and the simultaneous use of the emission factor of zero of the same sustainable aviation fuel under the emissions trading systems.
 - This classification shows, on the one hand, that double support can be admissible in principle and, on the other hand, that inadmissibility – for example due to over compensation of a support purpose within the framework of a specific support system by the simultaneous privileged treatment in emissions trading – would be difficult to justify. The requirement of a minimum share of sustainable aviation fuels under the ReFuelEU-Aviation Regulation clearly defines the extent to which the purpose of increasing the share of renewable energy sources in aviation should be promoted, namely in a market-driven manner by clearly defining a minimum share to be achieved and a penalty for failure to meet the target. The support purpose should therefore always be achieved through the funding mechanism under the ReFuelEU Aviation Regulation, so that further "support" here would in theory always have to lead to overcompensation of the purpose. Yet support under one scheme and a privileged treatment under emissions trading systems is allowed.

1.3 Analysis of the national legal framework in Germany

- The national legal framework in Germany shows that the legislator does not assume that double funding is not permitted due to the privileged treatment of a quantity of biomethane in the emissions trading systems and the possibility of using the same biomethane under a support system (3.3.).
- The legislator seems to consider the zero emissions factor in national emissions trading to be support (4.3.1.1).
 - However, the legislator obviously does not assume that the simultaneous application of an emission factor of zero and the assertion of support under the system of greenhouse gas reduction obligations or the EEG constitutes impermissible double support (4.3.1.2).

- The legislator has recognized and approved the possibility of simultaneous use of biomethane in the respective support systems – as is obvious from the explanatory memorandums – and has created the necessary conditions for the possibility of double claiming, for example, by designing the verification systems.
- With regard to the GEG, the legislator seems to assume that the possibility of fulfilling the use obligations provided for there by means of biomethane does not constitute support in the first place.
- In the context of the EU-ETS 1, the legislator in any case classifies the possibility of free allocation of emission allowances from heat generation under the EU-ETS as support and considers simultaneous support of the heat generated under the EEG as inadmissible double support. This is avoided by allowing the recipient to choose between the two support options, but denying double support (4.3.2.1).
- The emission factor of zero and simultaneous support under the EEG is apparently not considered by the legislator to be impermissible double support (4.3.2.2.). Overlapping support under the EU-ETS 1 and the system of greenhouse gas reduction obligations in the transport sector is currently not possible. However, the zero emissions factor under the national emissions trading scheme also applies to biomethane used to fulfill greenhouse gas reduction obligations in the transport sector. However, this is not expected to result in impermissible double support either (4.3.2.2).

1.4 Possible inadmissibility of double support on the basis of the purpose of various support systems and possible overcompensation of the funding purpose

- ▶ Overcompensation of the same purpose seems likely when an emission factor of zero is applied in the national emissions trading system and the same quantity of biomethane is simultaneously taken into account in the systems considered here.
- ▶ This is due to the only partial overlap of the systems' purposes and the systems' specific mechanisms.

2. Insertion and scope of review

2.1 Insertion

Biomethane is a gaseous, renewable energy source that is obtained by anaerobic digestion of biomass and processing the resulting biogas to natural gas quality. The biomethane produced in this way is usually fed into the natural gas grid and then used for energy in various applications.

The most common uses are for combustion in combined heat and power plants to generate electricity and heat, as a biofuel in the transportation sector, and for heat generation in the building sector.

Additionally, to biomethane produced in Germany and fed into the German gas grid there is biomethane that was fed into the gas grid in different EU member states and transported to Germany via a mass balancing system that is then used in the aforementioned applications.

The current legal framework provides for the use of biomethane in the aforementioned applications to be given preferential treatment over the use of fossil fuels. The legal framework provides various instruments for this, depending on the application. These range from direct financial support for the electricity generated, to the option of using biomethane as a fulfillment option for greenhouse gas reduction obligations, to the option of applying a better primary energy factor when using biomethane in the building sector.

Furthermore, biomethane is also privileged over fossil energy sources under certain conditions in the context of national and European emissions trading. Under certain conditions, an emission factor of zero can be applied to biomethane, so that it is not necessary to purchase emission allowances or certificates for the marketing and use of biomethane, unlike for competing fossil products.

The privileges for the use of biomethane in the described applications and the privileges within the framework of the emissions trading systems occur in parallel.

In this context, it is necessary to clarify whether and to what extent it constitutes double funding under European or national law if the use of a certain quantity of biomethane in one of the applications is simultaneously covered by several privileges in and outside the emissions trading systems. In particular, it is necessary to examine whether double support occurs if an emission factor of zero is applied to a certain quantity of biomethane in national or international emissions trading, but the quantity of biomethane is simultaneously used to generate a quantity of electricity subsidized under the EEG, to fulfill certain obligations under the Building Energy Act or to fulfill greenhouse gas reduction obligations under the Federal Immission Control Act. Accordingly, it must first be determined whether the aforementioned privileges constitute support. If this results in double support, it must then be determined whether this double support is considered permissible or impermissible by European or national legislators. In this context, it must also be determined in which cases double counting is possible. This refers to cases in which – independently of funding – a certain action or property (e.g. feeding in biomethane in one member state and using the biomethane in another member state) is counted multiple times towards national targets.

Furthermore, it is necessary to clarify whether and to what extent the applicable legal framework needs to be substantiated in order to create legal certainty and to avoid inadmissible double funding of biomethane from Germany and abroad.

2.2 Scope of review

This report summarizes the legal framework for the recognition of sustainable biomethane in the European emissions trading system (EU-ETS) and in the national emissions trading system (nEHS). Furthermore, it is examined to what extent the option of claiming an emission factor of zero for certain biogenic energy sources within the framework of the national and European emissions trading system constitutes support.

The report comprehensively analyzes the national legal framework with regard to possible support for biogenic energy sources (including the Renewable Energy Sources Act (EEG), 37a et seq. of the Federal Immission Control Act (BImSchG), 38th Federal Immission Control Ordinance (BImSchV), and the Renewable Energies Heat Act (GEG)). The purpose of the identified support systems is also analyzed, along with their place in the legal system and the history of the respective legislative procedure. Furthermore, the scope and subject of the support are described.

The report analyzes the legal framework of selected other European member states for possible support for biomethane on a sample basis. The focus is on possible support granted in the context of the production or use of biomethane before it is imported into Germany. The selection of the funding systems to be examined was carried out in close consultation with the German Emissions Trading Authority (DEHSt), with the focus being on the funding systems of those states from which a significant amount of biomethane is already imported into Germany. The report also abstracts various fundamental funding concepts, such as investment cost subsidies, state-fixed feed-in tariffs for biomethane and others.

The report examines the identified funding systems to determine whether they and the option of claiming a zero emission factor in national or European emissions trading result in impermissible double funding. In doing so, the funding objectives of the identified systems are considered, the assessments of the Renewable Energy Directive 2018/2001, Directive 2003/87/EC and the

accompanying Implementing Regulation (EU) 2018/2066, as well as the assessments of the national legislator.

Zusammenfassung

1. Ergebnisse

1.1 Übergeordnete Ergebnisse

- ▶ Die ganz überwiegenden Argumente sprechen dafür, dass es jedenfalls nicht als unzulässige Doppelförderung zu werten ist, wenn beispielsweise im EU-ETS der Emissionsfaktor von Null für eine Menge Biomethan angesetzt wird, die zugleich nach Regelungen nationaler Fördersysteme eine Förderung erhalten hat.
- ▶ Ob der Emissionsfaktor von Null für eine Menge Biomethan, die aus anderen Staaten nach Deutschland importiert und dort im Rahmen eines Fördersystems bereits gefördert wurde, eine unzulässige Doppelförderung darstellt, ist rechtlich weniger klar, da wir die ausländischen Fördersysteme nicht vollständig durchdringen können. Die überwiegenden Argumente sprechen jedoch auch hier gegen eine unzulässige Doppelförderung. Zum einen sprechen die ganz überwiegenden Argumente bereits dafür, dass die Ausklammerung von nachhaltiger Biomasse aus der Bepreisung von CO₂Emissionen im Rahmen der Emissionshandelssysteme bereits keine Förderung darstellt und entsprechend eine unzulässige Doppelförderung nicht in Betracht kommt. Zum anderen haben wir bei der Untersuchung der ausländischen Fördersysteme keine Hinweise darauf finden können, dass die danach gewährte Förderung derart umfassend ist, dass die Privilegierung im Rahmen der Emissionshandelssysteme – so denn hierin wider Erwarten doch eine Förderung zu sehen wäre – nach Auffassung des jeweiligen nationalen Gesetzgebers zu einer Überförderung führt.
- ▶ Nach der Prüfung des nationalen Rechtsrahmens zu den Emissionshandelssystemen und dem Rechtsrahmen zur Förderung von Biomethan sprechen die ganz überwiegenden Argumente dafür, dass der Gesetzgeber die Möglichkeit für eine Menge Biomethan eines Emissionsfaktor von Null anzulegen und dieselbe Menge Biomethan in einem Fördersystem wie dem EEG oder dem System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor nach §§ 37a ff. BImSchG zu nutzen, zulässt. Es ist nicht klar, ob der deutsche Gesetzgeber dies als Doppelförderung betrachtet oder die Möglichkeit, einen Emissionsfaktor von Null anzulegen, bereits nicht als Förderregelung begreift. Sofern der deutsche Gesetzgeber hier eine Doppelförderung sieht, sprechen die überwiegenden Argumente dafür, dass er sie im Regelfall jedenfalls nicht als unzulässig einordnet. Das Risiko einer unzulässigen Doppelförderung durch eine Privilegierung von Biomethan in den Emissionshandelssystemen und eine gleichzeitige Förderung in anderen Systemen hat der Gesetzgeber in bestimmten Spezialkonstellationen angenommen und in diesen Fällen durch ausdrückliche Regelungen unterbunden.
- ▶ In Anbetracht dessen stellt sich die Frage einer unzulässigen Doppelförderung vornehmlich vor dem Hintergrund, dass eine doppelte Privilegierung einer Menge Biomethan im vorgenannten Sinne gegen europarechtliche Vorgaben verstößen könnte und der nationale Rechtsrahmen entsprechend europarechtskonform angepasst oder zumindest ausgelegt werden müsste.
- ▶ Nach den jüngsten Anpassungen des europäischen Rechtsrahmen in der Durchführungsverordnung (EU) 2024/2493 zur Anpassung der Monitoring Verordnung wird ausdrücklich festgestellt, dass eine Emissionsfaktor von Null im Rahmen der Emissionshandelssysteme keine Förderregelung nach RED II darstellt. Vor diesem Hintergrund

scheint es fernliegend von einer Europarechtswidrigkeit des nationalen Rechtsrahmens im Hinblick auf die doppelte Privilegierung von Biomethan auszugehen.

1.2 Analyse des europäischen Rechtsrahmens

- ▶ Die ganz überwiegenden Argumente sprechen dafür, dass die Ausklammerung Biomasse aus der CO₂-Bepreisung durch den Emissionsfaktor von Null oder den Ausschluss aus dem Anwendungsbereich der Emissionshandelssysteme aus Sicht des hier analysierten Rechtsrahmens (RED II, Emissionshandelsrichtlinie, Monitoring-Verordnung) bereits keine Förderung darstellt.
 - Zwar lässt die Auslegung des Förderbegriffs nach Artikel 2 Nummer 5 RED II den Schluss zu, dass die Privilegierung von Biomethan im Rahmen der Emissionshandelssysteme einen Mechanismus darstellt, der den Absatz von Biomethan „auf andere Weise“ steigert, zwingend ist diese Auslegung jedoch nicht (4.2.1.1)
 - Gegen eine Förderung im Sinne der RED II könnte wiederum sprechen, dass eine fehlende Bepreisung der CO₂-Emissionen, die sich aus der bloßen Nutzung n biogener Energieträger - das heißt ohne Betrachtung der Vorkettenemissionen ergeben - nach den Wertungen der RED II insbesondere zur Berechnung der THG-Emissionen biogener Energieträger keine kontra-faktische Besserstellung biogener Energieträger gegenüber fossilen Energieträgern darstellen könnte. Die Emissionshandelssysteme bepreisen die Emissionen, die durch die Nutzung von Energieträgern generiert werden. Die RED II ordnet der Nutzung biogener Energieträger jedoch keine THG-Emissionen zu (3.2.1.1).
 - Nach der jüngsten Novelle zur Monitoring-Verordnung wird nun ausdrücklich klargestellt, dass die Privilegierung von Biomasse im Rahmen der Emissionshandelssysteme keine Förderung im Sinne der RED II darstellt (3.2.1.2).
- ▶ Geht man hilfsweise davon aus, dass die Privilegierung von Biomethan im Rahmen der Emissionshandelssysteme eine Förderung darstellt, ordnet der europäische Rechtsrahmen eine weitere Förderung derselben Biomethanmenge jedenfalls nicht grundsätzlich als unzulässige Doppelförderung ein, sondern lässt Doppelförderungen ausdrücklich zu (3.2.2)
 - Die Emissionshandelsrichtlinie und die ReFuelEU-Aviation-Verordnung lassen eine Förderung im Hinblick auf die Einhaltung der Verpflichtung zur Einhaltung eines Mindestanteils an nachhaltigen Flugkraftstoffen für Flugkraftstoffanbieter und die gleichzeitige Privilegierung desselben nachhaltigen Flugkraftstoffs im Rahmen der Emissionshandelssysteme ausdrücklich zu.
 - Diese Einordnung zeigt zum einen, dass eine Doppelförderung grundsätzlich zulässig sein kann, und zum anderen, dass eine Unzulässigkeit – etwa auf Grund einer Überkompensation eines Förderzwecks im Rahmen eines bestimmten Fördersystems durch die gleichzeitige Privilegierung im Emissionshandel – wohl kaum begründbar wäre. Die Vorgabe eines Mindestanteils nachhaltiger Flugkraftstoffe nach ReFuelEU-Aviation-Verordnung legt klar fest, inwieweit der Zweck den Anteil erneuerbarer Energieträger im Flugverkehr zu steigern gefördert werden soll, nämlich marktgesteuert durch die klare Festlegung eines zu erreichenden Mindestanteils und einer Pönale bei Nichterreichung des Ziels. Der Förderzweck sollte also durch den Mechanismus der Förderung nach der ReFuelEU-Aviation-Verordnung stets erreicht werden, sodass eine weitere „Förderung“ hier stets zu einer Überkompensation des Zwecks führen müsste. Dies wird allerdings offensichtlich nicht angenommen.

1.3 Maßstab des nationalen Rechtsrahmens in Deutschland

- Anhand des nationalen Rechtsrahmens in Deutschland wird erkennbar, dass der Gesetzgeber nicht von einer unzulässigen Doppelförderung auf Grund der Privilegierung einer Menge Biomethan in den Emissionshandelssystemen und der Möglichkeit, das Biomethan im Rahmen eines anderen Fördersystems zu nutzen, ausgeht (3.3.).
- Zwar scheint der Gesetzgeber den Nullemissionsfaktor im nationalen Emissionshandel durchaus als Förderung zu betrachten (3.3.1.1).
 - Allerdings geht der Gesetzgeber offensichtlich nicht davon aus, dass die gleichzeitige Anlegen eines Emissionsfaktors von Null und die Geltendmachung einer Förderung nach dem System der Treibhausgasminderungspflichten oder dem EEG eine unzulässige Doppelförderung darstellt (3.3.1.2)
 - Der Gesetzgeber hat die Möglichkeit der gleichzeitigen Nutzung von Biomethan in den jeweiligen Fördersystemen - wie auf Grund der Gesetzesbegründungen offensichtlich - erkannt und gebilligt und die notwendigen Voraussetzungen für die Möglichkeit einer doppelten Geltendmachung beispielsweise durch die Ausgestaltung der Nachweissysteme geschaffen.
 - Im Rahmen des EU-ETS 1 ordnet der Gesetzgeber jedenfalls die Möglichkeit der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen aus der Wärmeerzeugung im Rahmen des Emissionshandels als Förderung ein und bewertet eine gleichzeitige Förderung von Strom, in der die gleichzeitige Wärmeerzeugung zur einer erhöhten Förderung des Stroms führt („KWK-Bonus“) als unzulässige Doppelförderung. Diese vermeidet er, indem er dem Geförderten die Wahl zwischen beiden Fördermöglichkeiten lässt, die doppelte Förderung jedoch versagt (3.3.2.1).
 - Der Emissionsfaktor von Null und eine gleichzeitige Förderung nach EEG ist aus Sicht des Gesetzgebers offenbar keine unzulässige Doppelförderung (3.3.2.2.)
 - Eine Überschneidung der Privilegierung im EU-ETS 1 und der Förderung System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor kommt für eine Menge Biomethan bereits nicht in Betracht. Der Nullemissionsfaktor nach dem nationalen Emissionshandel gilt hingegen auch für Biomethan, das für die Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor genutzt wird. Allerdings ist auch insoweit nicht von einer unzulässigen Doppelförderung auszugehen (3.3.2.2).

1.4 Mögliche Unzulässigkeit einer Doppelförderung anhand des Maßstabs des Sinns und Zwecks verschiedener Fördersysteme und einer möglichen Überkompensation des Förderzwecks

- Eine Überkompensation desselben Zwecks scheint beim Anlegen eines Emissionsfaktors von Null im nationalen Emissionshandelssystem und bei der gleichzeitigen Berücksichtigung derselben Menge Biomethan in den hier betrachteten Systemen als fernliegend (4.3.4.)
- Dies ergibt sich aus den nur teilweisen Überschneidungen der Zwecke der Systeme und der spezifischen Mechanismen der Systeme.

2. Einführung und Prüfungsumfang

2.1 Einführung

Biomethan ist ein gasförmiger, erneuerbarer Energieträger, der durch die anaerobe Vergärung von Biomasse und die Aufbereitung des entstehenden Biogases auf Erdgasqualität gewonnen wird. Das

auf diese Weise erzeugte Biomethan wird meist in das Erdgasnetz eingespeist und dann in verschiedenen Nutzungspfaden energetisch genutzt.

Die üblichsten Nutzungspfade sind dabei die Nutzung zur Verfeuerung in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung, die Nutzung als Biokraftstoff im Verkehrssektor und die Nutzung zur Wärmeerzeugung im Gebäudesektor.

Teilweise wird neben in Deutschland erzeugtem und in das Erdgasnetz eingespeisten Biomethan auch Biomethan, das in anderen EU-Mitgliedsstaaten ins Gasnetz eingespeist worden ist, bilanziell nach Deutschland transportiert, dort dem Erdgasnetz entnommen und in den genannten Nutzungspfaden eingesetzt.

Der aktuell bestehende Rechtsrahmen sieht vor, dass der Einsatz von Biomethan in den genannten Nutzungspfaden gegenüber der Nutzung von fossilen Brennstoffen privilegiert wird. Hierfür sieht der Rechtsrahmen diverse Instrumente je nach Nutzungspfad vor. Diese reichen von einer unmittelbaren finanziellen Förderung des erzeugten Stroms, über die Möglichkeit, das Biomethan als Erfüllungsoption zur Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten zu nutzen, bis hin zur Möglichkeit, einen besseren Primärenergiefaktor bei der Nutzung des Biomethans im Gebäudesektor anzulegen.

Weiter wird Biomethan unter bestimmten Voraussetzungen gegenüber fossilen Energieträgern auch im Rahmen des nationalen und europäischen Emissionshandels privilegiert. Für Biomethan kann unter bestimmten Voraussetzungen ein Emissionsfaktor von Null angelegt werden, sodass ein Erwerb von Emissionsberechtigungen oder -zertifikaten für das Inverkehrbringen und die Nutzung von Biomethan anders als für die fossilen Konkurrenzprodukte nicht notwendig ist.

Die Privilegierungen für den Einsatz des Biomethans in den beschriebenen Nutzungspfaden und die Privilegierung im Rahmen der Emissionshandelssysteme erfolgen dabei parallel.

Vor diesem Hintergrund gilt es zu klären, ob und inwieweit es nach europäischem oder nationalem Recht eine Doppelförderung darstellt, wenn die Nutzung einer bestimmten Menge an Biomethan in einem der Nutzungspfaden von mehreren Privilegierungstatbeständen in und außerhalb der Emissionshandelssysteme zugleich erfasst ist. Insbesondere ist insoweit zu prüfen, ob es zu einer Doppelförderung kommt, wenn für eine bestimmte Biomethanmenge im nationalen oder im internationalen Emissionshandel ein Emissionsfaktor von Null angesetzt wird, die Biomethanmenge zugleich aber für die Erzeugung einer nach dem EEG-geförderten Strommenge, für die Erfüllung bestimmter Nutzungspflichten nach dem Gebäude-Energie-Gesetz oder für die Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genutzt wird. Entsprechend ist zunächst zu prüfen, ob die vorgenannten Privilegierungen eine Förderung darstellen. Kommt es insoweit zu einer Doppelförderung, ist weiter zu prüfen, ob diese Doppelförderung seitens des europäischen oder nationalen Gesetzgebers als zulässig oder unzulässig erachtet wird. In diesem Kontext ist auch zu prüfen, in welchen Fällen eine Doppelanrechnung droht. Damit sind Fälle gemeint, in denen – unabhängig von einer Förderung – eine bestimmte Handlung bzw. Eigenschaft (z.B. das Einspeisen von Biomethan in einem Mitgliedstaat und die Nutzung des Biomethans in einem anderen Mitgliedstaat) mehrfach auf nationale Ziele angerechnet wird.

Weiter gilt es zu klären, ob und inwieweit der geltende Rechtsrahmen konkretisiert werden muss, um Rechtssicherheit zu schaffen und eine unzulässige Doppelförderung von Biomethan aus dem In- und Ausland zu vermeiden.

In Anbetracht der Tatsache, dass uns weder rechtswissenschaftliche Texte noch Rechtsprechung zum Themenkomplex bekannt sind, erfolgt die Prüfung ausschließlich durch Auslegung des relevanten Rechtsrahmens.

2.2 Prüfungsumfang

Dieses Gutachten fasst den Rechtsrahmen für die Anerkennung nachhaltigen Biomethans im europäischen Emissionshandel (EU-ETS) und im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) überblicksartig zusammen. Weiter wird geprüft, inwieweit es sich bei der Option zur Geltendmachung eines Emissionsfaktors von Null für bestimmte biogene Energieträger im Rahmen des nationalen und europäischen Emissionshandelssystem um eine Förderung handelt.

Das Gutachten analysiert den nationalen Rechtsrahmen umfassend im Hinblick auf mögliche Förderungen biogener Energieträger (u.a. EEG, 37a ff. BImSchG, 38. BImSchV, GEG). Dabei wird auch der Sinn und Zweck der identifizierten Fördersysteme analysiert, ihr Platz in der Gesetzessystematik und die Historie des jeweiligen Gesetzgebungsverfahrens. Weiterhin wird der Umfang und der Gegenstand der Förderung beschrieben.

Das Gutachten analysiert stichprobenartig den Rechtsrahmen ausgewählter anderer europäischer Mitgliedstaaten auf mögliche Förderungen Biomethans. Dabei liegt der Fokus auf möglichen Förderungen, die im Kontext der Erzeugung oder Nutzung des Biomethans vor einem Import nach Deutschland gewährt werden. Die Auswahl der zu prüfenden Fördersysteme ist dabei in enger Abstimmung mit der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) erfolgt, wobei der Schwerpunkt auf den Fördersystemen solcher Staaten liegen sollte, aus denen bereits derzeit in größerem Umfang Biomethan nach Deutschland importiert wird. Das Gutachten abstrahiert zudem verschiedene grundsätzliche Förderkonzepte, etwa Investitionskostenzuschüsse, staatlich festgelegte Vergütungssätze für die Einspeisung von Biomethan und weitere.

Das Gutachten prüft die identifizierten Fördersysteme dahingehend, ob durch diese und die Option der Geltendmachung des Emissionsfaktors von Null im nationalen oder europäischen Emissionshandel eine unzulässige Doppelförderung ergibt. Dabei werden die Förderzwecke der identifizierten Systeme betrachtet, die Wertungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001, der Richtlinie 2003/87/EG und die diese flankierende Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 sowie die Wertungen des nationalen Gesetzgebers.

Summary	5
Zusammenfassung.....	9
Abkürzungsverzeichnis.....	17
1 Überblick über relevante Biomethan-Fördersysteme im In- und Ausland	18
1.1 Die RED II/III und ihre Auswirkungen auf die Förderung von Biomethan	18
1.2 Überblick über den Rechtsrahmen der Emissionshandelssysteme	19
1.2.1 Nationales Emissionshandelssystem (BEHG, EBeV 2030).....	19
1.2.2 Europäisches Emissionshandelssystem (EU-ETS 1).....	20
1.2.3 EU-ETS 2	21
1.3 Rechtsrahmen der nationalen Fördersysteme für Biomethan	21
1.3.1 Förderung für aus Biomethan erzeugten Strom im EEG.....	21
1.3.2 Förderung für den Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor nach BImSchG	23
1.3.3 Ausblick	25
1.3.3.1 FuelEU-Maritime-Verordnung	25
1.3.3.2 ReFuelEU-Aviation-Verordnung.....	25
1.4 Überblick über den Rechtsrahmen anderer Staaten	26
1.4.1 Vereinigtes Königreich („VK“)	26
1.4.1.1 Einspeiseförderung	26
1.4.1.2 Abnahmeförderung	27
1.4.1.3 Herkunftsnnachweise	28
1.4.1.4 VK-ETS (Emissionsfaktor null)	28
1.4.2 Frankreich	28
1.4.2.1 Einspeiseförderung	28
1.4.2.2 Biomethanquotenverpflichtung	29
1.4.2.3 Frankreich ETS.....	29
1.4.2.4 Herkunftsnnachweise und Erzeugungszertifikate	29
1.4.2.5 Sonstige finanzielle Förderung	30
1.4.3 Niederlande	30
1.4.3.1 Einspeiseförderung	30
1.4.3.2 Absatzförderung	31
1.4.3.3 Herkunftsnnachweise und Herkunftszzertifikate.....	32
1.4.3.4 Anrechnung auf EE-Ziele.....	32
1.4.4 Dänemark.....	32
1.4.4.1 Einspeiseförderung	32

1.4.4.2	Absatzförderung	33
1.4.4.3	Herkunfts nachweise	34
1.4.4.4	Emissionsfaktor von NullSonstige finanzielle Förderung.....	34
2	Rechtliche Bewertung zum Bestehen einer unzulässigen Doppelförderung durch parallele Berücksichtigung in Fördersystemen und Emissionshandelssystemen	35
2.1	Definition Doppelförderung; Unzulässigkeit der Doppelförderung; Abgrenzung von der Doppelanrechnung.....	35
2.2	Maßstab des europäischen Rechtsrahmens	40
2.2.1	Privilegierung durch Emissionshandelsrichtlinie als Förderung nach RED II	40
2.2.1.1	Auslegung anhand des Artikel 2 Nummer 5 RED II.....	40
2.2.1.2	Auslegung anhand der Monitoring-Verordnung	44
2.2.2	Unzulässigkeit einer Doppelförderung anhand des europäischen Rechtsrahmens.....	46
2.2.2.1	Auslegung anhand der Emissionshandelsrichtlinie und der ReFuelEU-Aviation-Verordnung.....	46
2.2.2.2	Auslegung zur Unzulässigkeit einer Doppelförderung anhand der RED II.....	48
2.3	Maßstab des nationalen Rechtsrahmens	50
2.3.1	Der Emissionsfaktor von Null nach BEHG und EBeV 2030.....	50
2.3.1.1	Der Emissionsfaktor von Null als Förderung nach BEHG und EBeV 2030	50
2.3.1.2	Unzulässigkeit der Doppelförderung nach BEHG und EBeV 2030 und nationalen Fördersystemen	51
2.3.2	Der Emissionsfaktor von Null und die kostenlose Zuteilung im Rahmen des TEHG und der EHV 2030	55
2.3.2.1	Der Emissionsfaktor von Null und die kostenlose Zuteilung im Rahmen des TEHG und des EHV 2030 als Förderung.....	55
2.3.2.2	Unzulässigkeit einer Doppelförderung durch den Emissionsfaktor von Null und die kostenlose Zuteilung im Zusammenspiel mit diversen Fördersystemen	56
2.4	Unzulässigkeit einer Doppelförderung anhand des Maßstabs von Sinn und Zweck verschiedener Fördersysteme	57
2.4.1	Unzulässigkeit einer möglichen Doppelförderung unter Berücksichtigung der Betrachtung des Zwecks des nationalen Emissionshandels nach BEHG und EBeV 2030 und weiterer Fördersysteme	58
2.4.1.1	System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor	58
2.4.1.2	EEG.....	61
2.4.2	Unzulässigkeit einer möglichen Doppelförderung unter Berücksichtigung der Betrachtung des Zwecks des EU-ETS 1 nach TEHG und weiterer Fördersysteme	63
2.4.2.1	System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor	63
2.4.2.2	EEG.....	63

2.4.3	Unzulässigkeit einer möglichen Doppelförderung unter Berücksichtigung der Betrachtung des Zwecks des nationalen Emissionshandels und des EU-ETS 1 nach TEHG und der Förderung, die außerhalb des Bundesgebiets für importiertes Biomethan gewährt wird	64
3	Gesetzlicher Anpassungsbedarf oder Anpassungsbedarf in der Vollzugspraxis	66
3.1	Gesetzlicher Anpassungsbedarf	66
3.2	Anpassungsbedarf in Vollzugspraxis	66

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BR-Drs.	Bundesrats-Drucksache
BT-Drs.	Bundestags-Drucksache
CO2eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
EBeV 2023	Emissionsberichterstattungsverordnung 2030
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Emissionshandesrichtlinie	Richtlinie 2003/87/EG
ESD	Lastenteilungsentscheidung Nr. 406/2009/EG (engl. effort sharing decision)
ESR	Klimaschutzverordnung (EU) 2018/842 (eng. effort sharing regulation)
ETS	Emissionshandelssystem (engl. emissions trading system)
EU-ETS 1	Europäisches Emissionshandelssystem 1
EU-ETS 2	Europäisches Emissionshandelssystem 2
GEG	Gebäudeenergiegesetz
KWK-Bonus	Bonus für die Kraft-Wärme-Kopplung
Monitoring-Verordnung	Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066
Nabisy	Nachhaltiges Biomasse System der BLE
Nr.	Nummer
ggü.	gegenüber
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (Richtlinie (EU) 2018/21)
RED III	Erneuerbare-Energien-Richtlinie III (Richtlinie (EU) 2023/2413)
RFNBO-Quote	Quote für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (engl. renewable fuels of non-biological origin)
S.	Seite
TEHG	Treibhausgasemissionshandelsgesetz
THG-Quote	Treibhausgasminderungsquote
VK	Vereinigtes Königreich

1 Überblick über relevante Biomethan-Fördersysteme im In- und Ausland

1.1 Die RED II/III und ihre Auswirkungen auf die Förderung von Biomethan

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/20011 („RED II“), die durch die Richtlinie (EU) 2023/24132 angepasst wurde (konsolidierte Fassung im Folgenden „RED III“), macht Vorgaben im Hinblick auf die Erreichung erneuerbarer Energien Ziele für die Mitgliedsstaaten und legt fest, unter welchen Voraussetzungen Biomethan auf diese erneuerbaren Energien-Ziele anrechenbar ist.

Die Anpassung der RED II ist zwar in Kraft getreten, doch erfolgt die nationale Umsetzung der Anpassung der RED III erst bis Mai 2025. Soweit im Folgenden auf die RED II Bezug genommen wird, ist die Richtlinie ohne die aufgrund der Richtlinie (EU) 2023/2413 erfolgten Änderungen gemeint, da der aktuelle nationale Rechtsrahmen auf der RED II basiert.

Nach Artikel 3 Absatz 1 und 2 RED II soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU bis 2030 mindestens 32 Prozent betragen und die Mitgliedsstaaten sollen nationale Beiträge festlegen, um das Ziel zu erreichen. Die Einhaltung der nationalen Ziele und die Übermittlung entsprechender Daten wird in der Verordnung (EU) 2018/1999 reguliert.

Der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen berechnet sich dabei anhand der Summe des Bruttoendenergieverbrauchs von Elektrizität, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen und erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor (vgl. Artikel 7 Absatz 1 RED II).

In Artikel 9 bis 10 und 13 der RED II wird die Möglichkeit gemeinsamer Projekte und Förderregelungen und der Verteilung von Energiemengen aus erneuerbaren Quellen zwischen Mitgliedsstaaten zur Erreichung der nationalen erneuerbaren Energien Ziele geschaffen.

In Artikel 25 Absatz 1 RED II wird festgelegt, dass der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor bis 2030 mindestens 14 Prozent betragen soll.

Artikel 29 RED II wiederum legt fest, dass Biomethan je nach Nutzungspfad bestimmte Nachhaltigkeitsanforderungen nach den Absätzen 2 bis 7 und 10 des Artikel 29 RED II einhalten muss, um für folgende Zwecke berücksichtigt werden zu können:

1. Beitrag zum Unionsziel nach Artikel 3 Absatz 1 und zum Anteil erneuerbarer Energie der Mitgliedstaaten;
2. Bewertung der Einhaltung der Verpflichtungen zur Nutzung erneuerbarer Energie, einschließlich der in Artikel 25 festgelegten Verpflichtung;
3. Möglichkeit der finanziellen Förderung für den Verbrauch von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen.

¹ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR). (2018) Amtsblatt L 328 S. 82–209. ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/o>.

² Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates. (2023). Amstblatt, L 2413, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/o>.

In Artikel 30 RED II werden Anforderungen an die Nachweissystematik zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen nach Artikel 29 RED II festgelegt.

1.2 Überblick über den Rechtsrahmen der Emissionshandelssysteme

1.2.1 Nationales Emissionshandelssystem (BEHG, EBeV 2030)

Das nationale Emissionshandelssystem ist ein Upstream-Emissionshandelssystem und knüpft daher die Verpflichtung zum Erwerb von Emissionszertifikaten zur Kompensation des emittierten Kohlenstoffdioxid-Äquivalents („CO₂eq“) durch die Nutzung von Brennstoffen an das Inverkehrbringen des jeweiligen Brennstoffs (vgl. § 2 Absatz 1

Brennstoffemissionshandelsgesetz („BEHG“). Im Regelfall gilt ein Brennstoff durch die Entstehung der Energiesteuer als in Verkehr gebracht (vgl. § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG).

Verantwortlicher für den Kauf von Emissionszertifikaten nach § 8 BEHG ist in diesen Fällen der Steuerschuldner (vgl. § 3 Nummer 3 BEHG).

Zweck des nationalen Emissionshandelssystems ist es, eine Bepreisung solcher CO₂-Emissionen herbeizuführen, die nicht bereits im Rahmen des europäischen EU-ETS 1 erfasst und bepreist werden (vgl. § 1 BEHG).

Neben dem BEHG bildet die Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 („EBeV 2030“) den für dieses Gutachten relevanten Rechtsrahmen.

§ 8 EBeV 2030 regelt, unter welchen Voraussetzungen für das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen und Biomasse-Brennstoffen ein Emissionsfaktor von Null angesetzt werden kann. Ein Emissionsfaktor von Null hat zur Folge, dass für das Inverkehrbringen der entsprechenden Menge Biokraftstoff oder Biomasse-Brennstoff keine Brennstoffemissionen ermittelt werden und entsprechend keine Kompensation dieser Emissionen durch den Kauf von Emissionszertifikaten notwendig ist.

Nach § 8 Absatz 1 EBeV 2030 kann ein Emissionsfaktor von Null für einen Biokraftstoff oder flüssigen Bioheizstoff angewendet werden, wenn die Anforderungen der §§ 4 bis 6 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung („Biokraft-NachV“) oder der §§ 4 bis 6 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung („BioSt-NachV“) eingehalten werden und dies durch einen Nachhaltigkeitsnachweis nach § 8 Biokraft-NachV oder § 10 BioSt-NachV nachgewiesen werden kann.

Nach § 8 Absatz 2 EBeV 2030 kann ein Emissionsfaktor von Null bei Verwendung eines Biomasse-Brennstoffs angewendet werden, sofern die Anforderungen der §§ 4 und 5 BioSt-NachV eingehalten werden und der Emissionswert des Biomasse-Brennstoffs den Wert von 72 gCO₂eq/MJ um 70 Prozent unterschreitet. Für den Nachweis ist nach § 8 Absatz 2 Satz 7 EBeV 2030 ein Nachweis zu nutzen, der im Nachhaltige Biomasse System („Nabisy“) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung („BLE“) ausgestellt wird. Dieser Nachweis ist nicht identisch mit den in § 8 Absatz 1 EBeV 2030 genannten Nachhaltigkeitsnachweisen, sondern stellt eine spezielle Form des Nachhaltigkeitsnachweises dar, der ausschließlich zur Geltendmachung des Emissionsfaktors von Null im Kontext des BEHG für Biomethan genutzt werden kann, das nicht als Biokraftstoff verwendet wurde.

§ 8 Absatz 1 EBeV 2030 regelt die Anwendung des Emissionsfaktors von Null bei der Nutzung von flüssigen Biobrennstoffen für die Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte und bei der Nutzung von Biokraftstoffen im Kraftstoffsektor. Die Regelung ist für die Biokraftstoffe im Kraftstoffsektor lex specialis zu § 8 Absatz 2 EBeV 2030. Letzterer würde zwar Biomethan auch bei Nutzung im Kraftstoffsektor erfassen, da der Begriff Biomasse-Brennstoffe nach der

europäischen Definition in Artikel 2 Nummer 27 RED II auch Biokraftstoffe mit umfasst. Die EBeV 2030 verweist in den Begriffsbestimmungen auch auf diese Definition (vgl. § 2 Nummer 4 EBeV 2030). Es wäre mit der Gesetzesystematik und dem Sinn und Zweck der §§ 8 Absatz 1 und 2 EBEV 2030 allerdings nicht vereinbar, als Kraftstoff genutzte, gasförmige oder feste Biomasse-Brennstoffe unter § 8 Absatz 2 EBeV 2030 zu fassen. § 8 Absatz 2 EBeV 2030 soll in Abgrenzung zu § 8 Absatz 1 den Einsatz von gasförmigen oder festen Biomasse-Brennstoffen außerhalb des Kraftstoffsektors, insbesondere in EEG-Anlagen - regeln (vgl. Begründung des Entwurfs der EBeV 2030, S. 48, 49).

1.2.2 Europäisches Emissionshandelssystem (EU-ETS 1)

Das europäische Emissionshandelssystem („EU-ETS 1“) ist ein Downstream-Emissionshandelssystem und sieht als solches die Verpflichtung zur Kompensation von CO2-Emissionen vor, die bei bestimmten Tätigkeiten emittiert werden. Das EU-ETS 1 basiert auf der Richtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003, die durch zahlreiche Rechtsakte angepasst wurde („Emissionshandelsrichtlinie“). Die Emissionshandelsrichtlinie wird flankiert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß Emissionshandelsrichtlinie („Monitoring-Verordnung“).

Die Anforderungen der Emissionshandelsrichtlinie wurden auf nationaler Ebene durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz („TEHG“) und die Emissionshandelsverordnung 2030 („EHV 2030“) ins nationale Recht umgesetzt.

Nach dem TEHG muss ein Betreiber von Anlagen oder Luftfahrzeugen grundsätzlich die mit den in Anhang I zum TEHG aufgeführten Tätigkeiten emittierten CO2-Emissionen durch den Erwerb und die Abgabe von Emissionsberechtigungen kompensieren (vgl. § 3 Nummer 4, § 2 Absatz 1 und §§ 7 ff. TEHG). Zweck des TEHG ist es, Tätigkeiten, durch die in besonderem Maße Treibhausgase emittiert werden, in ein Emissionshandelssystem einzubeziehen und damit effizient die Verringerung von Treibhausgasemissionen anzureizen (vgl. § 1 TEHG).

Zu den in Anhang I aufgeführten Tätigkeiten mit Relevanz für Biomethan zählen der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW (vgl. Ziffer 3 zu Teil 2 des Anhang I TEHG), der Betrieb von Verbrennungsmotorenanlagen oder Gasturbinenanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW zum Antrieb von Arbeitsmaschinen (vgl. Ziffern 5 und 6 zu Teil 2 des Anhang I TEHG) sowie Flüge nach Ziffer 33 zu Teil 2 des Anhang I TEHG.

Bei der Nutzung von Biomethan bei Betrieb der Anlagen kann ein Emissionsfaktor von Null für das Biomethan grundsätzlich angewendet werden, wenn die in Artikel 38 Absatz 5 der Monitoring-Verordnung genannten Anforderungen eingehalten werden. Die Monitoring-Verordnung nimmt dabei unmittelbar Bezug auf die Nachhaltigkeitsanforderungen nach Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 der RED II, die wiederum in den §§ 4 bis 6 Biokraft-NachV/BioSt-NachV ins nationale Recht umgesetzt wurden. Im Hinblick auf die Nutzung in Anlagen regelt § 3 EHV 2030 jedoch, dass es maßgeblich auf die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen der BioSt-NachV ankommt. Zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen dient ein Nachhaltigkeitsnachweis nach § 10 BioSt-NachV.

Im Rahmen der Nutzung von Biokraftstoffen in Flugzeugen ist nach § 4 EHV 2030 wiederum der Nachweis der Einhaltung der Anforderungen durch einen Nachhaltigkeitsnachweis nach § 8 Biokraft-NachV vorgegeben, sodass insoweit die Einhaltung der Anforderungen der RED II im Hinblick auf Biokraftstoffe – also insbesondere § 6 Biokraft-NachV – gewünscht ist.

Nach der Begründung zur EHV 2030 dienen die §§ 3 und 4 der Anpassung an die durch die Änderung der Monitoring-Verordnung (Einführung des Artikel 38 Absatz 5 Monitoring-Verordnung) veränderte Rechtslage (vgl. die Begründung zur EHV 2030, S.16, abrufbar [hier](#)).

Es ist erkennbar, dass auch nach der EHV 2030 davon ausgegangen wird, dass ein Biomasse-Brennstoff, für den ein Emissionsfaktor von Null im Rahmen des EU-ETS 1 angesetzt wird, gleichzeitig zur Geltendmachung einer Förderung nach dem EEG und im System der Treibhausgasminderungspflichten genutzt werden kann:

„Das Umweltbundesamt als zuständige Behörde entwertet die entsprechenden Nachweise in der Datenbank der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Ein Nachhaltigkeitsnachweis, der für die Zwecke in § 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung bzw. § 1 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erstellt wird, kann der zuständigen Behörde auch für die Zwecke dieser Verordnung vorgelegt werden.“

(Vgl. Begründung zur EHV 2030, S. 17,)).

Die §§ 1 der Biokraft-NachV/BioSt-NachV nehmen jeweils auf die genannten Fördersysteme Bezug.

Im Rahmen des EU-ETS 1 besteht weiter der Mechanismus der kostenlosen Zuteilung. Danach können die Betreiber von Anlagen oder Luftfahrzeugen unter bestimmten Voraussetzungen die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen verlangen, sodass sie in diesem Umfang keine Berechtigungen am Markt erwerben müssen (vgl. §§ 9 und 11 TEHG, Artikel 10a Emissionshandelsrichtlinie).

Die kostenlose Zuteilung für die Stromerzeugung wurde – abgesehen von einigen eng begrenzen Ausnahmen – mit der Richtlinie 2009/29/EG zur Anpassung der Emissionshandelsrichtlinie abgeschafft (vgl. Artikel 10a Absatz 1 Unterabsatz 2 Satz 2 Emissionshandelsrichtlinie).

1.2.3 EU-ETS 2

Die Emissionshandelsrichtlinie sah in der Vergangenheit nur ein „Downstream-Emissionshandelssystem“ vor. Durch die Richtlinie 2023/959 zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie ist nunmehr auch die Umsetzung eines „Upstream-Emissionshandelssystems“ vorgesehen. Nach Artikel 1 Nummer 29 der Richtlinie 2023/959 handelt es sich um ein Emissionshandelssystem für den Gebäude- und den Straßenverkehrssektor. Die Menge der handelbaren Zertifikate, die zu Treibhausgasemissionen berechtigen, ist dabei EU-weit begrenzt. Entsprechend dem System des EU-ETS 1 soll für biogene Energieträger, die den Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II entsprechen, ein Emissionsfaktor von Null angelegt werden (vgl. Artikel 30f Absatz 1 in Verbindung mit Artikel 14 und Anhang IV Teil B der Emissionshandelsrichtlinie). Die Umsetzung ins nationale Recht sollte bis zum 30. Juni 2024 erfolgen, ist allerdings bisher nicht erfolgt. Aktuell existiert lediglich ein Entwurf vom 30. Juli 2024 zur Anpassung des TEHG durch den die Anforderungen der Emissionshandelsrichtlinie in nationales Recht umgesetzt werden sollen („Entwurf TEHG“).

1.3 Rechtsrahmen der nationalen Fördersysteme für Biomethan

1.3.1 Förderung für aus Biomethan erzeugten Strom im EEG

Für die Verstromung von Biogas und Biomethan gilt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Das EEG wurde seit der ersten Fassung im Jahr 2000 wiederholt angepasst. Welche Fassung des EEG für welche Anlage gilt, richtet sich grundsätzlich nach dem Inbetriebnahmedatum der für die Verstromung des Biogases oder Biomethans genutzten Anlage. Aufgrund von

Übergangsbestimmungen kann es vorkommen, dass auch Regelungen neuerer EEG-Fassungen rückwirkend gelten. Die im EEG vorgesehene finanzielle Förderung für erneuerbare Energien ist grundsätzlich auf 20 Jahre begrenzt (vgl. § 25 Absatz 1 EEG 2023).

Zweck und Zielsetzung des EEG haben sich seit Einführung des EEG über die Fassungen in Einzelheiten geändert. In den Fassungen des EEG von EEG 2000 bis EEG 2017 war der Zweck des EEG insbesondere „*im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.*“ (vgl. zum Beispiel § 1 Absatz 1 EEG 2017). Weitere Zielsetzung war es stets den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch zu erhöhen. Mit dem EEG 2021 wurde weiter die Zielsetzung eingeführt, dass der gesamte Strom, der in der Bundesrepublik erzeugt oder verbraucht wird, bis zum Jahr 2050 treibhausgasneutral erzeugt wird (vgl. § 1 Absatz 3 EEG 2021).

Das EEG 2023 ändert die bisherige Formulierung zum Ziel des EEG ab und ergänzt vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs eine Regelung zur zeitlichen Transformation. Nach § 1 Absatz 1 EEG 2023 ist Ziel des Gesetzes insbesondere „*im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht.*“

In § 1a EEG 2023 zur zeitlichen Transformation wird weiter dargestellt, dass nach der Vollendung des Kohleausstiegs eine treibhausgasneutrale Stromversorgung angestrebt wird (vgl. § 1a Absatz 1 EEG 2023). Weiter soll nach der Vollendung des Kohleausstiegs der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien „*marktgetrieben*“ also ohne Förderung für Anlagen, die nach dem Kohleausstieg in Betrieb genommen werden, erfolgen (vgl. § 1a Absatz 2 Satz 1 und 2 EEG 2023). Bemerkenswert ist in diesem Kontext weiterhin, dass weitere Zahlungen „*insbesondere aufgrund der erwarteten Entwicklung im Europäischen Emissionshandelssystem und aufgrund des dadurch ermöglichten marktgetriebenen weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht erfolgen*“ sollen (vgl. § 2 Absatz 2 Satz 3 EEG 2023).

Die konkrete Förderung hängt dabei, je nach geltender EEG-Fassung, von der Leistungskapazität der Anlage, den verwendeten Substraten und der genutzten Technologien ab. Durch die Neuerungen des EEG hat sich die Förderung mehrheitlich weg von einer Einspeisevergütung hin zur sogenannten geförderten Direktvermarktung entwickelt. Bei der Direktvermarktung wird für die Berechnung der Förderhöhe ein sogenannter anzulegender Wert in ct/kWh zugrunde gelegt (vgl. §§ 23 Absatz 1, 36h, 38b und 38h EEG 2023). Der Anlagenbetreiber erhält vom Netzbetreiber die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Monatsmarktwert der Strombörse (sog. Marktprämie, vgl. § 19 Absatz 1 Nr. 1 EEG 2023). Die Höhe des anzulegenden Wertes wird in den neueren EEG-Fassungen durch Ausschreibungen ermittelt.

Neben der Förderung über die Direktvermarktung mit dem Erhalt der Marktprämie gibt es je nach geltender Fassung des EEG verschiedene Boni für bestimmte eingesetzte Substrate oder Technologien. Die neben der Grundvergütung bestehenden Boni im EEG 2009 waren mit dem Technologiebonus, dem Bonus für nachwachsende Rohstoffe, dem Güllebonus, dem Landschaftspflegebonus, dem KWK-Bonus und dem Luftreinhaltungsbonus relativ weit ausgestaltet. Mit dem EEG 2012 wurde das Bonus-System dahingehend umgestellt, dass es sich abhängig von den eingesetzten Substraten an drei Einsatzstoffklassen orientierte, welche mit dem EEG 2014 wiederum gestrichen wurden.

Mit dem EEG 2014 wurden für Anlagen bestimmter Größe die Pflicht zur Direktvermarktung und die Marktprämie eingeführt. Mit dem EEG 2017 wurde eine verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungen eingeführt.

Seit Inkrafttreten des EEG 2021 wird in den Ausschreibungen zwischen Biogasanlagen, die Rohbiogas zur Stromerzeugung nutzen und sog. Biomethananlagen, d.h. BHKW oder andere Verstromungsanlagen, die mit bilanziell dem Erdgasnetz entnommenen Biomethan betrieben werden, differenziert (vgl. §§ 39 ff EEG 2023 und §§ 39j ff. EEG 2023). Kleinere Biogasanlagen bis 150 kWh elektrischer Leistung müssen nicht an Ausschreibungen teilnehmen, größere Anlagen hingegen schon (vgl. § 22 Absatz 4 EEG 2023). An den Ausschreibungen für bestehende Biogasanlagen, die eine sog. Anschlussförderung anstreben, können auch Biogasanlagen mit weniger als 150 kW installierter Leistung teilnehmen. Die maximale förderfähige Strommenge liegt bei 55 Prozent der installierten Leistung. Biomethananlagen müssen an einer eigenen Ausschreibung teilnehmen, um eine Förderung zu erhalten, wobei die Förderung nur für Biomethananlagen in der sog. Südregion gewährt wird (vgl. § 39k Absatz 3 EEG 2023). Die maximale förderfähige Strommenge liegt bei 10 Prozent der installierten Leistung (vgl. § 39m Absatz 2 EEG 2023). Im EEG 2021 betrug die förderfähige Strommenge noch 15 Prozent der installierten Leistung. Daneben besteht die Möglichkeit, unter den Voraussetzungen des § 50a EEG 2023 einen Flexibilitätszuschlag in Höhe von 65 Euro/kW installierter Leistung zu erhalten. Biogasanlagen und Biomethananlagen erhalten die EEG-Förderung nur, wenn der zur Biomethanerzeugung eingesetzte Anteil von Getreidekorn und Mais in den Jahren 2024 und 2025 maximal 35 Prozent beträgt (sog. Maisdeckel, vgl. § 39i Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023). Für die Jahre 2026-2028 darf der Anteil nur noch 30 Prozent betragen (vgl. § 39i Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023).

Daneben sind seit der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) in nationales Recht mit der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)

Nachhaltigkeitsanforderungen für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 2 MW zu beachten. Hiernach ist ein Nachweis erforderlich, dass die eingesetzte Biomasse bestimmten flächenbezogenen Nachhaltigkeitsanforderungen genügen muss sowie ein Treibhausgas-Minderungspotenzial aufzuweisen hat. Der Nachweis erfolgt über einen Nachhaltigkeitsnachweis nach § 10 BioSt-NachV. Nach § 6 Absatz 2 BioSt-NachV ist bei der Verwendung von Biomasse-Brennstoffen eine Treibhausgasminderungspflicht von mindestens 70-80 Prozent abhängig vom Inbetriebnahmedatum vorgesehen. In § 6 Absatz 3 BioSt-NachV wird zur Berechnung der bei der Verwendung von flüssigen Biobrennstoffen und/oder von Biomasse-Brennstoffen zur Erzeugung von Strom erzielten Treibhausgaseinsparung auf die Berechnungsgrundlagen der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) Bezug genommen.

1.3.2 Förderung für den Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor nach BImSchG

Biomethan, das im Kraftstoffsektor eingesetzt wird, kann zur Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor nach §§ 37a ff. BImSchG genutzt werden.

Unternehmen, die Otto- oder Dieselmotoren in Verkehr bringen (also vor allem Mineralölunternehmen), sind nach § 37a Absatz 1 und 4 BImSchG verpflichtet, die dabei entstehenden Treibhausgasemissionen schrittweise zu reduzieren. Diese Unternehmen werden als Quotenverpflichtete bezeichnet. Im Jahr 2024 ist eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 9,25 Prozent gegenüber einem nach § 37a Absatz 4 Satz 3 BImSchG zu bildenden fossilen Referenzwert vorgesehen. Bis 2030 steigt das Reduktionsziel auf 25 Prozent (vgl. § 37a Absatz 4 BImSchG). Die Minderungsziele können nur erreicht werden, wenn das betreffende Unternehmen neben fossilen Kraftstoffen auch Biokraftstoffe oder andere Erfüllungsoptionen in Verkehr bringt. Erfüllungsoptionen sind fossilen Kraftstoffen beigemengte

Biokraftstoffe, reine Biokraftstoffe, elektrischer Strom zur Verwendung in Straßenfahrzeugen, Upstream-Emissionsminderungen und flüssige oder gasförmige Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs.

Zu den Biokraftstoffen gehören auch Biomethan (vgl. § 37b Absatz 6 BImSchG) und Bio-LNG (vgl. § 12a 38. BImSchV). Biomethan im Sinne des THG-Quotenhandels ist dabei solches Gas, das ausschließlich aus Biomasse erzeugt wurde und bestimmte Anforderungen an Kraftstoffe nach § 8 10. BImSchV erfüllt.

Um festzustellen, ob das Reduktionsziel erreicht wurde, wird ein sogenannter Referenzwert für die THG-Emissionen gebildet, der in Relation zu den tatsächlichen THG-Emissionen gesetzt wird. Der Referenzwert errechnet sich durch Multiplikation der vom Quotenverpflichteten im Verpflichtungsjahr in Verkehr gebrachten energetischen Menge an Otto- und Dieselkraftstoffen sowie Biokraftstoffen mit dem so genannten Basiswert von derzeit 94,1 Kilogramm Kohlendioxidäquivalent pro Gigajoule (vgl. § 3 38. BImSchV).

Der tatsächliche Wert errechnet sich aus der Multiplikation der jeweiligen energetischen Menge der in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe bzw. Biokraftstoffe und Erfüllungsoptionen mit den tatsächlichen THG-Emissionen, die den jeweiligen Kraftstoffen zuzurechnen sind. Die tatsächlichen THG-Emissionen der fossilen Brennstoffe sind gesetzlich festgelegt und liegen bei 93,3 Kilogramm Kohlenstoffdioxid-Äquivalent pro Gigajoule für Otto- und 95,1 Kilogramm Kohlenstoffdioxid Äquivalent pro Gigajoule für Dieselkraftstoffe.

Die Emissionen von Biokraftstoffen werden wiederum auf der Grundlage der Formel in Anhang V der RED II und der Standardwerte bestimmt, die bei der Berechnung verwendet werden können und in den Anhängen 5 und 6 der RED II aufgeführt sind.

Gelingt es dem quotenverpflichteten Unternehmen nicht, das Treibhausgasminderungsziel zu erreichen, wird eine Pönale in Höhe von 600 Euro pro Tonne CO₂eq gegen das quotenverpflichtete Unternehmen festgesetzt (vgl. § 37c Absatz 2 Satz 5 BImSchG).

Statt Biokraftstoffe oder andere Erfüllungsoptionen selbst in Verkehr zu bringen, kann ein Quotenverpflichteter seine Verpflichtung auch durch einen Vertragspartner erfüllen lassen, der die Biokraftstoffe gegen Zahlung eines sogenannten Quotenpreises für das quotenpflichtige Unternehmen in Verkehr bringt (vgl. § 37a Absatz 6 oder 7 BImSchG). Dieses Verfahren wird als THG-Quotenhandel bezeichnet und findet aufgrund von Quotenverträgen statt. Quotenerfüller können Unternehmen sein, die ausschließlich Biokraftstoffe oder andere Erfüllungsoptionen in Verkehr bringen, aber auch Quotenverpflichtete, die ihre eigenen Verpflichtungen übererfüllen.

Das Inverkehrbringen eines Biokraftstoffs erfolgt gemäß § 37a Absatz 5 Nummer 1 bis 3 in Verbindung mit § 37a Absatz 1 Satz 2 BImSchG durch das Entstehen der Energiesteuer. Inverkehrbringer ist der Energiesteuerschuldner.

Der Inverkehrbringer von Biomethan kann also durch die von ihm generierte Treibhausgasminderung zusätzlich zum Preis für den Verkauf des Biomethans als Kraftstoff Erlöse im THG-Quotenhandel generieren.

Das System der Treibhausgasminderungspflichten dient dazu, das Erneuerbare-Energien-Ziel nach Artikel 25 RED II umzusetzen. Entsprechend setzt die Anrechenbarkeit von Biomethan im System der Treibhausgasminderungspflichten die Einhaltung der Anforderungen des Artikel 29 RED II voraus, der in der Biokraft-NachV umgesetzt wurde.

Zu den Nachhaltigkeitsanforderungen zählen Nachhaltigkeitsanforderungen an die zur Erzeugung der Biomasse genutzten Flächen, sowie die Einhaltung von Treibhausgasminderungsanforderungen (vgl. §§ 3 -6 Biokraft-NachV). Der Nachweis der

Einhaltung der Anforderungen kann nur über Nachhaltigkeitsnachweise im Sinne des § 8 Biokraft-NachV erfolgen.

Auch Biomethan, das aus anderen EU-Mitgliedsstaaten importiert und in Deutschland als Kraftstoff verwendet wird, kommt grundsätzlich als Erfüllungsoption in Betracht (vgl. § 3 Absatz 3 Biokraft-NachV).

1.3.3 Ausblick

1.3.3.1 FuelEU-Maritime-Verordnung

Durch die Verordnung (EU) 2023/1805 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffärmer Kraftstoffe im Seeverkehr (FuelEU-Maritime-Verordnung) wurde ein weiteres System angelegt, das den Einsatz von Biomethan – in verflüssigter Form als sog. Bio-LNG - anreizt. Die Verordnung sieht vor, dass die Treibhausgasintensität durch den Verbrauch von Energie an Bord von Schiffen um einen bestimmten, im 5-Jahres Rhythmus steigenden Prozentsatz gesenkt werden muss (vgl. Artikel 4 Absatz 1 und 2 der FuelEU-Maritime-Verordnung).

Hier werden die Emissionen ähnlich wie im THG-Quotenhandel gemindert, indem man die tatsächlichen Emissionen sämtlicher eingesetzter Energieträger berechnet und ins Verhältnis zu einem fossilen Referenzwert setzt. Bio-LNG hat dabei einen niedrigeren THG-Wert als der Referenzwert und kann entsprechend zur Senkung der Treibhausgasintensität beitragen.

Wird das Ziel verfehlt, muss die Reederei eine Strafzahlung leisten (vgl. Artikel 23 Absatz 2 in Verbindung mit Anhang IV der FuelEU-Maritime-Verordnung). Die Treibhausgasminderungspflicht nach der Verordnung tritt zum 1. Januar 2025 in Kraft.

1.3.3.2 ReFuelEU-Aviation-Verordnung

Die Verordnung (EU) 2023/2405 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (ReFuelEU-Aviation-Verordnung) setzt weitere Anreize für den Einsatz nachhaltiger Flugkraftstoffe (englisch *sustainable aviation fuels*, im Folgenden „SAF“), zu denen auch Biokraftstoffe zählen (vgl. Artikel 3 Nummer 7 lit. b ReFuelEU-Aviation-Verordnung).

Nach Artikel 4 Absatz 1 der ReFuelEU-Aviation-Verordnung müssen Flugkraftstoffanbieter dafür sorgen, dass der von ihnen an Flughäfen der EU bereitgestellte Flugkraftstoff einen Mindestanteil von SAF enthält. Dieser Mindestanteil beläuft sich ab 2025 bis 2030 auf 2 Prozent und steigt dann im 5-Jahres-Rhythmus.

Zur Durchsetzung der Verpflichtung müssen die Mitgliedsstaaten ein Bußgeld für den Fall des Nichterreichens des Mindestanteils festsetzen (vgl. Artikel 12 Absatz 4 ReFuelEU-Aviation-Verordnung).

Zwar dürfte Biomethan weder in gasförmiger noch in flüssiger Form als Biokraftstoff zum Einsatz im Luftverkehr geeignet sein, doch wird die Frage der Möglichkeit einer gleichzeitigen Anrechnung einer Charge Biokraftstoff in einem Anreizsystem zur Nutzung von Biokraftstoffen und im Rahmen eines Emissionshandelssystems aktuell von der EU-Kommission vor dem Hintergrund der ReFuelEU-Aviation-Verordnung und des EU-ETS 1 diskutiert. Weiter adressiert die ReFuelEU-Aviation-Verordnung das Thema einer doppelten Anrechenbarkeit einer Charge nachhaltiger Flugkraftstoffe – anders als andere Fördersysteme - ausdrücklich (vgl. Artikel 9 ReFuelEU-Aviation-Verordnung). Vor diesem Hintergrund soll auch die ReFuelEU-Aviation-Verordnung im Rahmen der Begutachtung berücksichtigt werden.

1.4 Überblick über den Rechtsrahmen anderer Staaten

1.4.1 Vereinigtes Königreich („VK“)

Das Green Gas Support Scheme (GGSS), für das im Zeitraum seit 30. November 2021 bis Herbst 2025 Anträge gestellt werden können, unterstützt die Einspeisung von durch anaerobe Vergärung produziertem Biomethan ins Gasnetz mit einer garantierten Einspeiseförderung über 15 Jahre. Nach Regelung 3 des GGSS soll dadurch die Erzeugung von Biomethan zur Einspeisung durch anaerobe Vergärung erleichtert und gefördert werden. Dadurch soll der Anteil von grünem Gas im Gasnetz erhöht werden,³ was dazu führen soll, dass die CO₂-Budgets eingehalten werden.⁴ Der Förderbetrag liegt zwischen 1,56 und 5,51 britischen Pennys je Kilowattstunde und wird durch die Green Gas Levy finanziert. Dabei handelt es sich um eine im April 2022 eingeführte Abgabe, die von Erdgaslieferanten zu entrichten ist. Das vorherige Unterstützungsprogramm, das Non-Domestic Renewable Heat Incentive (NDRHI), endete im März 2021.⁵

1.4.1.1 Einspeiseförderung

Die Unterstützung für registrierte Produzenten von Biomethan in Großbritannien wird in gesetzlich festgelegter Höhe je Kilowattstunde für einen Zeitraum von 15 Jahren gewährt. Gefördert wird Biomethan, das aus anaerober Vergärung von Biomasse stammt und in das Gasnetz eingespeist wird. Gemäß den GGSS-Regulierungen können Anträge bis zum 30. November 2025 gestellt werden. Aus dem Jahresbericht 2022 geht hervor, dass in diesem Jahr von insgesamt 110 einspeisenden Biomethananlagen 98 Anlagen Teil des Green Gas Certification Schemes sind.⁶

Die anfängliche Einspeiseförderung für einen Produzenten von Biomethan, dessen Förderbeginn am oder vor dem 30. Juni 2022 liegt, sind nach Regelung 22 (1) wie folgt definiert:⁷

- ▶ Stufe 1: 5,51 Pence pro kWh,
- ▶ Stufe 2: 3,53 Pence pro kWh,
- ▶ Stufe 3: 1,56 Pence pro kWh.

Die Einspeiseförderung ist nach Einspeisevolumen gestaffelt. Für die Berechnung einer anfänglichen Einspeiseförderung gemäß Regelung 22(2) oder eines nachfolgenden Fördersatzes gemäß Regelung 25 wird die anwendbare Stufe dieser Einspeiseförderung wie folgt zugeordnet:

- ▶ Stufe 1 bezieht sich auf anfängliches Biomethan,
- ▶ Stufe 2 bezieht sich auf sekundäres Biomethan, und

³ „Guidance Green Gas Support Scheme Guidance v2.0“, abrufbar im Internet unter: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-06/GGSS_Guidance_v2.0.pdf S. 8, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

⁴ „Future Support for Low Carbon Heat & The Green Gas Levy“, abrufbar im Internet unter: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60521e7ae90e07527ad40193/green-gas-levy-future-support-low-carbon-heat-govt-response.pdf> S. 10, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

⁵ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 26, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

⁶ „Annual Report 2022“, abrufbar im Internet unter: https://www.greengas.org.uk/images/upload/news_78_GGCS-Annual-Report-2022.pdf, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

⁷ „The Green Gas Support Scheme Regulations 2021“, abrufbar im Internet unter: <https://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2021/9780348227284/data.pdf>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

- Stufe 3 bezieht sich auf tertiäres Biomethan.

In diesem Zusammenhang steht „anfängliches Biomethan“ für die ersten 60.000 MWh förderfähigen Biomethans, die in einem relevanten Zeitraum eingespeist werden. „Sekundäres Biomethan“ bezieht sich auf die darauffolgenden 40.000 MWh förderfähiges Biomethan. „Tertiäres Biomethan“ ist das über das sekundäre Biomethan hinausgehende in einem Zeitraum von 12 Monaten ab Förderbeginn eingespeiste Biomethan. Die Förderung ist dabei auf die ersten 250 GWh solchen Biomethans anwendbar.

Nach 12 (1) der GGSS-Regelungen darf ausschließlich nachhaltiges Biomethan eingespeist werden. Nachhaltiges Biomethan ist gemäß 12. (10) e) GGSS:

Biomethan, das - abgesehen von Bestandteilen, die als Teil des Biomethanherstellungsprozesses hinzugefügt werden -

- (i) *vollständig aus Rohstoffen hergestellt wird, die Abfälle sind,*
- (ii) *die Treibhausgaskriterien erfüllt und vollständig aus festen Biomasse-Einsatzstoffen hergestellt wird, die die Flächenkriterien erfüllen, oder*
- (iii) *aus einer Kombination der unter den Ziffern i) und ii) aufgeführten Biomethanarten besteht.*

Weitere Anforderungen sind in Anhang 2 und 3 aufgeführt.

Die Teilnehmer des GGSS-Systems können quartalsweise festlegen, für welche Menge des Biomethans sie eine Einspeiseförderung erhalten wollten. Dies soll es ihnen ermöglichen, die dann nicht nach dem GGSS-System geförderten Mengen im Rahmen des RTFC-Systems (siehe unter 2.4.1.2.) zu vermarkten. Eine Menge Biomethan, die bereits im Rahmen des RTFC-Systems gefördert wird, kann nicht gleichzeitig im GGSS-System gefördert werden:

„The Authority must not make a periodic support payment to a participant in respect of any proportion of biomethane injected in a quarter where the Authority is aware that an RTF certificate has been issued under the Renewable Transport Fuel Obligations Order 2007(29) in respect of that proportion of biomethane.“ (vgl. The GGSS Regulations, regulation 27(6)).

1.4.1.2 Abnahmeförderung

Die Renewable Transport Fuel Obligation (RTFC) verlangt von Treibstofflieferanten, einen Anteil an erneuerbarem Kraftstoff, einschließlich Biomethan, zu integrieren⁸ und soll die Treibhausgasemissionen im Transportsektor reduzieren. Dies gilt für Lieferanten, welche 450.000 oder mehr Liter Treibstoff liefern. Der erneuerbare Prozentsatz steigt Jahr für Jahr.⁹ Anders als in Deutschland, bei dem es einen sog. Quotenhandel für Treibhausgasminderungspflichten gibt und zuvor bis 2015 für die Biokraftstoffquote gab, ist es den verpflichteten Unternehmen dabei nicht gestattet, die Erfüllung ihrer Beimischpflicht auf Dritte zu übertragen.

Eine Förderung im Rahmen des RTFC Systems ist nicht möglich, wenn die jeweilige Menge Biomethan entweder durch ein anderes Fördersystem gefördert oder bereits im Rahmen einer erneuerbare Energien Nutzungsverpflichtung des Vereinigten Königreichs angerechnet wurde (vgl. The RTFO Order 2007, regulation 16(2)). Die Erfüllung einer erneuerbaren Energien-

⁸ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 26, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

⁹ „The Renewable Transport Fuel Obligations (Amendment) Order 2021“, abrufbar im Internet unter: <https://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2021/9780348228854/article/7>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

Nutzungsverpflichtung anderer Staaten als dem Vereinigten Königreich wird hingegen nicht ausdrücklich als förderschädlich festgelegt.

1.4.1.3 Herkunfts nachweise

Das Green Gas Certification Scheme (GGCS) zertifiziert die Herkunft des eingespeisten Biomethans (Herkunfts nachweise).¹⁰ Für circa 80% der Biomethaneinspeisung im Vereinigten Königreich werden Herkunfts nachweise ausgegeben.¹¹

Gemäß Regelung 4.5 der Green Gas Certification Scheme (GGCS) Rules¹² sind die Herkunfts nachweise, die im Vereinigten Königreich ausgegeben werden, nicht auf die EE-Ziele von Ländern (oder der EU) anwendbar, in die es exportiert wird.

1.4.1.4 VK-ETS (Emissionsfaktor null)

Auch im Vereinigten Königreich besteht ein Emissions handelssystem, in welchem Biomasse bei Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien einen Emissionsfaktor von Null hat. Das System ist weitgehend am EU-ETS I System orientiert. Dies betrifft auch die Nachhaltigkeitsanforderungen und die Nachweissystematik, die die Zertifizierung durch ein freiwilliges Zertifizierungssystem voraussetzt. Hinsichtlich der Nachhaltigkeitsanforderungen verweist das VK ETS allerdings auf die Nachhaltigkeitsanforderungen nach der Erneuerbaren Energien Richtlinie 2009/28 (RED I).

1.4.2 Frankreich

1.4.2.1 Einspeiseförderung

Eine Einspeiseförderung für Biomethaneinspeisung und Herkunfts nachweise wurden durch den Grenelle 2 Akt am 12. Juli 2010 und vier Ministerialerlasse vom 23. November 2011 eingeführt. Sie etablieren eine regulierte und garantie Einspeisevergütung für 15 Jahre sowie ein Herkunfts nachweis system, das die Rückverfolgbarkeit von Biomethan für Verbraucher ermöglicht.¹³

Der französische Biogas- und Biomethanmarkt wurde durch die Einführung des ersten Einspeisevergütungs-Systems im Jahr 2011, zusammen mit einer Steuerbefreiung für den Verbrauch, gefördert. Die Zahl der Produktionsanlagen stieg von 3 im Jahr 2013 auf 365 im Jahr 2021. Seit 2015 werden diese Maßnahmen überarbeitet und das Einspeisevergütungs-System modifiziert.¹⁴

Derzeit haben nur Projekte mit einer Einspeisekapazität von maximal 25 GWh im Jahr uneingeschränkten Zugang zur Einspeisevergütung. Größere Projekte erhalten nur dann eine Förderung, wenn sie zuvor einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben. Darüber hinaus wurden die Nachhaltigkeitskriterien – für beide Vergütungssysteme – gemäß der RED II

¹⁰ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 26, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

¹¹ „An introduction to the Green Gas Certification Scheme“, abrufbar im Internet unter: <https://www.greengas.org.uk/scheme>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

¹² „Scheme Rules (Version 3)“, abrufbar im Internet unter: <https://www.greengas.org.uk/pdf/scheme-rules-3.pdf> S. 2, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

¹³ „Bio-Methane Support Policy in France“, abrufbar im Internet unter: <https://www.euki.de/wp-content/uploads/2018/09/factsheet-bio-methane-support-policy-fr.pdf> S. 6, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

¹⁴ „Manual for National Biomethane Strategies“, abrufbar im Internet unter: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies_Gas-for-Climate.pdf S. 8, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

verschärft.¹⁵ Um eine Förderung zu erhalten, müssen die Nachhaltigkeitskriterien der RED II eingehalten werden.¹⁶

Die Einspeiseförderung basiert auf einem Kaufvertrag („contrat d'achat“) zwischen dem Biomethaneinspeiser und einem Erdgasversorgungsunternehmen.

1.4.2.2 Biomethanquotenverpflichtung

Erdgaslieferanten sind verpflichtet, einen gesetzlich festgelegten Anteil des von ihnen an Endkunden gelieferten Erdgases als Biomethan zu liefern. Damit soll der Bezug von Biomethan angereizt werden, ohne dass dafür finanzielle Mittel nötig sind.¹⁷

1.4.2.3 Frankreich ETS

Der EU-ETS wurde in Frankreich unter anderem im Code de l'environnement (Umweltgesetz) umgesetzt. Dies dient der Bekämpfung der Intensivierung des Treibhauseffekts und der Vermeidung der mit der globalen Erwärmung verbundenen Risiken (Artikel L229-1 Umweltgesetz). Dort wird hinsichtlich einer Förderung für erneuerbare Kraftstoffe für den Flugverkehr an Kraftstoffe angeknüpft, die einen Emissionsfaktor von Null nach der EU-Emissionshandelsrichtlinie haben. Anlagen, welche in einem bestimmten Zeitraum pro Kalenderjahr weniger als 2500 Tonnen CO₂ ausgestoßen haben, sind zudem nach Artikel L229-14 von einigen Anforderungen freigestellt. Dabei werden Emissionen aus Biomasse nicht berücksichtigt, L229-14.

1.4.2.4 Herkunftsachweise und Erzeugungszertifikate

Wird erneuerbares Gas, wie beispielsweise Biogas, in das Erdgasnetz eingespeist, werden Herkunftsachweise (Garanties d'Origine biométhane (GOB)) nach den L. 445-1 ff. des Umweltgesetzbuchs ausgegeben. Dabei sind Herkunftsachweise für 12 Monate nach der Einspeisung gültig, L. 445-8 Umweltgesetzbuch.

Herkunftsachweise werden nach unserem Verständnis dabei auch für gefördertes Biomethan ausgestellt. Die Ausstellung erfolgt dabei in dem Moment, in dem das Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist wird. In den Herkunftsachweisen wird der Produktionsort und die Einsatzstoffe ausgewiesen.

Biomethaneinspeiser, die bereits vor dem 9. November 2020 einen Vertrag über die Einspeiseförderung geschlossen haben, übergeben die Herkunftsachweise direkt an das Erdgasversorgungsunternehmen. Diese nutzen die Herkunftsachweise dann, um gegenüber ihren Kunden oder andern Gashändlern die Lieferung von Biomethan zu belegen. 75 Prozent der hierbei für die Herkunftsachweise erzielten Erlöse werden an die Staatskasse abgeführt und dienen dazu, die Kosten für die Einspeiseförderung zu kompensieren.

Biomethaneinspeiser, die seit dem 9. November 2020 einen Vertrag über die Einspeiseförderung geschlossen haben, führen die Herkunftsachweise hingegen direkt an den Staat ab. Der französische Staat versteigert diese Herkunftsachweise dann, wobei die erste Versteigerung offenbar erst in der zweiten Jahreshälfte 2024 stattfinden soll und die Gemeinden, in denen das

¹⁵ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 20, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

¹⁶ „Manual for National Biomethane Strategies“, abrufbar im Internet unter: <https://www.euki.de/wp-content/uploads/2018/09/fact-sheet-bio-methane-support-policy-fr.pdf> S. 11, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

¹⁷ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 20, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

Biomethan eingespeist wird und die das Biomethan nutzen, ein Vorrecht auf kostenlose Zuteilung von Herkunfts nachweisen haben.

Herkunfts nachweise können losgelöst von Biomethanlieferverträgen und dem bilanziellen Transport vermarktet werden (sog. Zertifikatesystem). Der Handel erfolgt über die EEX (European Energy Exchange) Börse. Herkunfts nachweise werden dabei auch international gehandelt und stehen so gesehen für den Export von Biomethan.

Die Herkunfts nachweise können auch dafür genutzt werden, Verpflichtungen nach dem EU-ETS I zu erfüllen. Sofern das Biomethan keine Förderung (Einspeisevergütung, Zusatzvergütung oder „contrat d’expérimentation) erhalten hat, kann es zu 100 Prozent angerechnet werden. Hat das Biomethan hingegen eine Förderung erhalten, kann nur ein bestimmter Prozentsatz (im Jahr 2024: 42 Prozent) zu diesem Zweck genutzt werden. Ausweislich der Verordnung Nummer 2022-1540 vom 8. Dezember 2022 geht es insoweit darum, eine unzulässige Doppelanrechnung auf einerseits die Treibhausgas minderungspflichten nach der Lastenteilungsverordnung für Emissionsminderungspflichten außerhalb der vom EU-ETS I erfassten Bereiche und andererseits die Pflichten nach dem EU-ETS I zu vermeiden.

Die Anrechenbarkeit und der Emissionsfaktor von Null werden hingegen offenbar nicht davon abhängig gemacht, ob für das Biomethan bereits eine Förderung gewährt worden ist.

Von den Herkunfts nachweisen zu unterscheiden sind Erzeugungszertifikate (Certificat de Production de Biomethane (CPB)). CPB werden dazu genutzt, die Quotenverpflichtung französischer Erdgasversorgungsunternehmen zu erfüllen. Für eine Menge Biomethan kann stets nur entweder ein Herkunfts nachweis (GOB) oder ein Erzeugungszertifikat (CPB) ausgestellt werden.

1.4.2.5 Sonstige finanzielle Förderung

Lokale Zuschüsse und Subventionen unterstützen Biogas/Biomethan-Projekte. Außerdem gibt es keine Befreiung mehr von der inländischen Verbrauchssteuer auf Erdgas.¹⁸

1.4.3 Niederlande

1.4.3.1 Einspeiseförderung

Das SDE++-Programm (Förderung nachhaltiger Energieproduktion und Klimatransformation) in den Niederlanden unterstützt die Biogasentwicklung mit einer Einspeiseförderung, der über ein Ausschreibungsverfahren den unrentablen Teil der Produktionskosten für 12 bis 15 Jahre abdeckt. Diese Förderung soll die Differenz zwischen den Produktionskosten und den Marktpreisen der konkurrierenden nicht-erneuerbaren Energien ausgleichen.¹⁹ Dadurch sollen Technologien gefördert werden, die erneuerbare Energien erzeugen und CO2-Emissionen verringern.²⁰

¹⁸ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 20, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

¹⁹ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 23, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

²⁰ „SDE ++ 2023 Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition“, abrufbar im Internet unter: <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2023-09/BrochureSDE2023English.pdf> S. 4, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

Das Einspeiseprämiensystem ist an die berichtete Treibhausgasemissionsreduktion von Biomethan gekoppelt. Es variierte beispielsweise im Jahr 2020 von 30 €/MWh für auf Klärschlamm basierendes Biomethan bis zu 79 €/MWh für die Vergärung von Biomasse.²¹

Für die Erzeugung von grünem Gas wird ein maximaler Grundbetrag angegeben, der in folgenden Kategorien eingeteilt ist:²²

- ▶ Bis zu 110 kW 0,2187 €/kWh
- ▶ 110 - 450 kW 0,1588 €/kWh
- ▶ < 450 kW 0,1001 €/kWh

1.4.3.2 Absatzförderung

Ein Handelssystem für erneuerbare Kraftstoffeinheiten (HBE) zwingt Kraftstoffproduzenten, den Anteil grünen Kraftstoffs von 18,9% im Jahr 2023 auf 28% im Jahr 2030 zu erhöhen.²³ Betreiber von Anlagen können entweder vom HBE- oder vom SDE++-Schema profitieren, jedoch nicht von beiden gleichzeitig.²⁴ Biokraftstoffe dürfen nur angerechnet werden, wenn sie den europäischen Nachhaltigkeitsanforderungen nach Artikel 29 RED II entsprechen.²⁵ Unter anderem müssen dabei die Treibhausgasemissionen mindestens 50% niedriger sein, als bei konventionellen Kraftstoffen und der Anbau der Rohstoffe darf Kohlenstoffsenken nicht negativ beeinträchtigen.²⁶ Die Einhaltung dieser Vorschriften muss mittels eines Massenbilanzsystems nachgewiesen werden.²⁷ Auf die Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen nimmt auch Art. 6 der Allgemeinen Durchführungsregelung zur Förderung der nachhaltigen Energieerzeugung und des Klimawandels Bezug.

Die Niederlande haben sich ein Biomethanverbrauchsziel von 2 Mrd. m³ pro Jahr gesetzt. Zusätzlich muss eine 20%ige Biomethanquote bis 2030 erreicht werden (1,6 Mrd. m³ des 2 Mrd. m³-Ziels). Das Biomethan muss im Inland erzeugt und in das Gasnetz eingespeist werden.²⁸

²¹ „Manual for National Biomethane Strategies“, abrufbar im Internet unter: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies_Gas-for-Climate.pdf S. 21, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

²² „SDE++ Voor Opwekking Groen Gas Door Vergisting“, abrufbar im Internet unter: <https://subvention.nl/agrarisch/sde-voor-opwekking-groen-gas-door-vergisting/>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

²³ Vgl. „Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2023“, abrufbar im Internet unter: <https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/publicatie/2024/06/14/rapportage-hernieuwbare-energie-voor-vervoer-in-nederland-2023> S. 9, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

²⁴ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 23, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

²⁵ Vgl. „Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2023“, abrufbar im Internet unter: <https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/publicatie/2024/06/14/rapportage-hernieuwbare-energie-voor-vervoer-in-nederland-2023> S. 11, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

²⁶ Vgl. „Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2023“, abrufbar im Internet unter: <https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/publicatie/2024/06/14/rapportage-hernieuwbare-energie-voor-vervoer-in-nederland-2023> S. 11, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

²⁷ Vgl. „Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2023“, abrufbar im Internet unter: <https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/publicatie/2024/06/14/rapportage-hernieuwbare-energie-voor-vervoer-in-nederland-2023> S. 11, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

²⁸ „Manual for National Biomethane Strategies“, abrufbar im Internet unter: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies_Gas-for-Climate.pdf S. 13, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

1.4.3.3 Herkunfts nachweise und Herkunfts zertifikate

Die „garantie van oorsprong“ (Herkunfts nachweise) und die „certificaat van oorsprong“ (Herkunfts zertifikate) sind in den Niederlanden seit dem 01. Januar 2024 unter anderem im „Regeling garanties van oorsprong en certificaten van oorsprong“ (Verordnung über Herkunfts nachweise und Herkunfts zertifikate) geregelt. Nach Artikel 1a der Verordnung beruht diese auf dem „Wet implementatie EU-richtlijn hernieuwbare energie voor garanties van oorsprong“ (Gesetz zur Umsetzung der EU-Richtlinie über erneuerbare Energien für Herkunfts nachweise) und dem „Besluit stimulering duurzame energieproductie en klimaattransitie“ (Dekret zur Förderung der nachhaltigen Energieerzeugung und des Klimawandels). Diese beziehen sich ihrerseits auf die RED II (bspw. Artikel 1 des Gesetzes zur Umsetzung der EU-Richtlinie über erneuerbare Energien für Herkunfts nachweise). In den Artikeln 21 ff. dieser Verordnung ist so beispielsweise festgelegt, dass ein Herkunfts nachweis bzw. ein Herkunfts zertifikat für eine Energiemenge von einer MWh ausgegeben wird. Lieferanten können Herkunfts nachweise verwenden, um zu beweisen, dass die von ihnen gelieferte Energie „grüne“ Energie ist.²⁹ Herkunfts zertifikate zeigen, dass der Strom aus nicht-nachhaltigen Quellen erzeugt wurde.³⁰

1.4.3.4 Anrechnung auf EE-Ziele

Die Niederlande streben einen Anteil an Erneuerbaren Energien von 27% im Jahr 2030 an.³¹

1.4.4 Dänemark

1.4.4.1 Einspeiseförderung

Für nach 2020 in Betrieb genommene Anlagen beschränkt ein Ausschreibungsverfahren die installierte Kapazität auf maximal etwa 32 Millionen Euro pro Jahr. Die Einspeiseförderung wird für 20 Jahre durch eine Ausschreibung vergeben. Im Rahmen dieser ist ein Höchstpreis vorgegeben. Anlagen, die 2020 in Betrieb waren, erhalten weiterhin die in ihren Verträgen garantierte Einspeiseförderung für mindestens 20 Jahre nach ihrer Inbetriebnahme oder bis 2032.³²

Kürzlich hat Dänemark sein Fördersystem für Biomethan überarbeitet. Seit Ende 2020 sind keine Neu anmeldungen für die bisherige Einspeisevergütung mehr möglich, da die große Nachfrage Befürchtungen einer möglichen Überförderung weckte. Das System der Einspeiseförderung für bestehende Anlagen basiert auf einem festen Betrag plus einer Prämie, die vom Erdgaspreis des Vorjahres abhängt. Dieses System funktioniert, wenn die Erdgaspreise nicht für lange Zeit besonders niedrig oder hoch sind. Aufgrund der niedrigen Erdgaspreise im Jahr 2020 war die Prämie für 2021 hoch, was zusammen mit den hohen Erdgaspreisen in 2021 dazu führte, dass die Gesamtförderung für Biomethanproduzenten als zu hoch angesehen wurde. Daher wird die erdgaspreisabhängige Prämie in 2022 null sein, und es wird

²⁹ „Garanties van Oorsprong“, abrufbar im Internet unter: <https://verticer.eu/nl/garanties-van-oorsprong/>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

³⁰ „Garanties van Oorsprong“, abrufbar im Internet unter: <https://verticer.eu/nl/garanties-van-oorsprong/>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

³¹ „Integraal Nationaal Energie- en Klimaatplan 2021-2030“, abrufbar im Internet unter: <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-d5298e21-e4c7-476d-822c-d713cb38a71e/pdf>, S. 35, zuletzt abgerufen am 13.05.2025; „Duurzame energie-infrastructuur“, abrufbar im Internet unter: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/duurzame-energie-infrastructuur>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

³² „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 18, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

wahrscheinlich eine Rückzahlung eines Teils der Unterstützung geben. Das Unterstützungssystem wurde für neue Anlagen und Erweiterungen bestehender Anlagen neugestaltet. Ab 2024 plant die dänische Regierung, ein neues Ausschreibungssystem mit sieben Ausschreibungsrunden zwischen 2024 und 2030 und einem Gesamtbudget von 1,8 Milliarden Euro einzuführen. In jeder Ausschreibungsrunde erhalten die Biomethanprojekte zur Erzeugung von Biomethan mit den niedrigsten Gebotsanforderungen den Zuschlag.³³

1.4.4.2 Absatzförderung

Mindestquoten für Biokraftstoffe sind für den Transportsektor vorgesehen (RED II), wobei fortschrittliches Biomethan doppelt angerechnet werden kann. Bei Nichterfüllung der Quoten werden Strafen fällig.³⁴

Nach § 3 Absatz 1 des Biokraftstoffgesetzes³⁵ dürfen zur Erfüllung der CO2-Minderungspflichten und der Beimischungsanforderungen nur Biokraftstoffe verwendet werden, die die Anforderungen an ihre Nachhaltigkeit oder die Treibhausgasminderungspflichten erfüllen.³⁶ Nach § 3 Absatz 2 des Biokraftstoffgesetzes erlässt der Minister für Klima, Energie und Versorgungswirtschaft eine Verordnung zu den Anforderungen an diese Kraftstoffe. Nach § 4 des Biokraftstoffgesetzes erlässt der Minister für Klima, Energie und Versorgung auch Vorschriften zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen.

Nach § 3 der Durchführungsverordnung zu CO2-Verschiebungsanforderungen und Nachhaltigkeit³⁷ (im Folgenden: Verordnung zu nachhaltiger Biomasse) ist jedes Unternehmen verpflichtet die Treibhausgasemissionen pro Energieeinheit in den Jahren 2022 bis 2029 um jeweils mindestens 6 Prozent und ab 2030 um mindestens 7 Prozent zu reduzieren. Dies gilt jeweils im Verhältnis zum Vergleichsjahr 2010. Subventioniertes Biogas hat dabei nach § 3 Absatz 4 der Verordnung zu nachhaltiger Biomasse denselben Treibhausgasfaktor wie Erdgas. Davon umfasst ist nach § 2 Nr. 18 der Verordnung zu nachhaltiger Biomasse aufbereitetes Biogas, das im Rahmen einer nationalen Förderregelung eine Betriebsbeihilfe erhalten hat. Die Berechnung der Treibhausgaswirkung von Biokraftstoffen und Kraftstoffen aus Biomasse ist in den Anhängen der Verordnung zu nachhaltiger Biomasse geregelt, wo auch Bezug auf Art. 31 der EE-Richtlinie genommen wird.

Nach Anhang 2, C, Nr. 13 werden die Treibhausgasemissionen der tatsächlichen Verwendung von Biokraftstoffen auf null gesetzt.

Nach § 4 der Verordnung zu nachhaltiger Biomasse dürfen nur treibhausgasreduzierende Kraftstoffe eingesetzt werden, die den Nachhaltigkeitskriterien und den Kriterien für die

³³ „Manual for National Biomethane Strategies, abrufbar im Internet unter: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies_Gas-for-Climate.pdf S. 22, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

³⁴ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 18, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

³⁵ „Bekendtgørelse af lov om bæredygtige biobrændstoffer og om reduktion af drivhusgasser (biobraendstofloven)“, abrufbar im Internet unter: <https://www.retsinformation.dk/eli/ita/2021/2167>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

³⁶ So auch „Standardfaktorer for brændværdier og CO2-emissionsfaktorer til brug for rapporteringsåret 2024“, abrufbar im Internet unter: <https://ens.dk/globalt-samarbejde/stationære-produktionsenheder/co2-rapportering-og-returering>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

³⁷ „Bekendtgørelse om CO2e-fortrængningskrav og bæredygtighed“, abrufbar im Internet unter: <https://www.retsinformation.dk/eli/ita/2023/1150>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

Einsparung von Treibhausgasemissionen gemäß den §§ 6-13 der Verordnung zu nachhaltiger Biomasse entsprechen.³⁸ Nach Absatz 3 gilt dies unabhängig von der Herkunft der Biomasse.

Zur Dokumentation der Einhaltung der Anforderungen des § 3 der Verordnung zu nachhaltiger Biomasse muss gemäß § 16 der Verordnung zu nachhaltiger Biomasse ein Massenbilanzsystem verwendet werden.

1.4.4.3 HerkunftsNachweise

Auch in Dänemark werden zur Information der Letztverbraucher HerkunftsNachweise für erneuerbare Energien ausgestellt. Regelungen dazu finden sich im „Bekendtgørelse om oprindelsesgarantier for elektricitet, gas, fjernvarme og fjernkøling fra vedvarende energikilder“ (Durchführungsverordnung über HerkunftsNachweise für Strom, Gas, Fernwärme und Fernkälte aus erneuerbaren Energiequellen). Nach § 10 Absatz 3 dieser Durchführungsverordnung sind damit die HerkunftsNachweise der RED II gemeint. Ein HerkunftsNachweis entspricht einer MWh und kann gehandelt werden.³⁹

1.4.4.4 Emissionsfaktor von NullSonstige finanzielle Förderung

Es gibt einen niedrigeren Verbrauchssteuersatz für mit Biokraftstoffen gemischte Treibstoffe, was auch die CO2-Steuer einschließt.⁴⁰

³⁸ Biokraftstoffe und Brennstoffe aus Biomasse, die aus anderen Abfällen und Rückständen aus der Landwirtschaft, der Aquakultur, der Fischerei und der Forstwirtschaft hergestellt werden, müssen jedoch nur die in § 12 festgelegten Kriterien für die Einsparung von Treibhausgasemissionen erfüllen, um bei der Erfüllung der in § 3 Absätze 1 und 2 festgelegten Anforderungen an die CO2e-Verschiebung berücksichtigt werden zu können, § 5 der Verordnung.

³⁹ „Oprindelsesgarantier for vedvarende el“, abrufbar im Internet unter: <https://energinet.dk/el/gron-el/el-oprindelsesgarantier/>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

⁴⁰ „European Biomethane Benchmark“, abrufbar im Internet unter: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf S. 18, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

2 Rechtliche Bewertung zum Bestehen einer unzulässigen Doppelförderung durch parallele Berücksichtigung in Fördersystemen und Emissionshandelssystemen

Es ist zu bewerten, ob die Gewährung eines Emissionsfaktors von Null für Biomethan im Rahmen der Emissionshandelssysteme nach BEHG und EU-ETS 1 sowie dem zukünftigen EU-ETS 2 eine unzulässige Doppelförderung darstellt, wenn für dieselbe Menge Biomethan eine Förderung im Rahmen eines anderen nationalen oder ausländischen Fördersystems geltend gemacht wird.

Um dies zu bewerten, muss zunächst geprüft werden, ob es sich bei den Emissionshandelssystemen überhaupt um Fördersysteme handelt und entsprechend eine doppelte Förderung durch das beschriebene Vorgehen in Betracht kommt.

Im zweiten Schritt ist dann zu prüfen, ob zugleich außerhalb des Emissionshandelssystems eine Förderung erfolgt und ob eine etwaige Anrechnung auf anderweitige Treibhausgasminderungs- oder Nutzungspflichten als Förderung zu werten ist.

Zuletzt ist dann zu prüfen, inwieweit dies eine unzulässige Doppelförderung darstellen könnte.

Im Folgenden befasst sich das Gutachten zunächst mit den verschiedenen Begriffen und versucht, diese anhand von Fallbeispielen zu systematisieren. Dabei setzen wir uns auch mit dem vom Auftraggeber vorgeschlagenen Bewertungsmaßstab auseinander (4.1.).

Sodann werden die vorgenannten Fragestellungen unter Betrachtung des europäischen Rechtsrahmens, der dem nationalen Rechtsrahmen zugrunde liegt, bewertet (dazu unter 4.2). Hier wird insbesondere geprüft, inwieweit die europarechtlich determinierten unter 3. dargestellten Systeme mit Biomassebezug Fördersysteme im Sinne des europäischen Normgebers darstellen. Weiter wird geprüft, inwieweit der Rechtsrahmen Schlüsse darauf zulässt, ob die Privilegierung einer Menge eines biogenen Energieträgers im Rahmen der Emissionshandelssysteme bei gleichzeitiger Privilegierung im Rahmen anderer Systeme vom europäischen Normgeber als unzulässige oder zulässige Doppelförderung betrachtet wird.

Im Anschluss werden die Fragestellungen unter Betrachtung des nationalen Rechtsrahmens in Deutschland bewertet (dazu unter 4.3.)

Abschließend wird die Zulässigkeit möglicher identifizierter Doppelförderungen anhand des vom Auftraggeber etablierten Maßstabs einer möglichen Überkompensation desselben Förderzwecks durch die Förderung einer Menge Biomethan durch mehrere Fördersysteme geprüft (dazu unter 4.4.).

2.1 Definition Doppelförderung; Unzulässigkeit der Doppelförderung; Abgrenzung von der Doppelanrechnung

Zunächst soll der Versuch unternommen werden, näher zu definieren, wann von einer Doppelförderung auszugehen ist und unter welchen Voraussetzungen eine Doppelförderung als unzulässig zu erachten ist. Zugleich soll eine Abgrenzung von der Doppelanrechnung erfolgen.

Im ersten Schritt findet eine eigene Systematisierung statt, um mögliche Fallgestaltungen der Doppelförderung von Biomethan zu erfassen und einzuordnen. Im zweiten Schritt wird sich mit den vom Auftraggeber vorgebrachten Definitionen und dessen regulatorischen Grundlagen auseinandergesetzt und dies der vorliegend präferierten Systematik gegenübergestellt.

Der Begriff der Förderung ist – ausgehend von der Definition nach Artikel 2 Nummer 5 RED II – sehr weit zu verstehen, insbesondere, soweit davon jegliche absatzsteigernden Maßnahmen erfasst sein sollen (siehe unter 4.2.1.1).

Die Definition der „Förderregelung“ nach Artikel 2 Nummer 5 lautet wie folgt:

„Förderregelung“ ein Instrument, eine Regelung oder einen Mechanismus, das bzw. der von einem Mitgliedstaat oder einer Gruppe von Mitgliedstaaten angewendet wird und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird; dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarifen und der Zahlung einer gleitenden oder festen Prämie“.

Dementsprechend kann auch eine Doppelförderung in vielen unterschiedlichen Konstellationen vorkommen.

Eine Doppelförderung kommt zunächst dann in Betracht, wenn ein Unternehmen, das Biomethan erzeugt, hierfür eine Förderung erhält, die nach Sinn und Zweck des Fördersystems abschließend ist und eine vollständige „Entwertung“ der biogenen Eigenschaft zur Folge hat. Ein Beispiel wäre eine Art Einspeisevergütung für ins Gasnetz eingespeistes Biomethan, die bereits derart hoch bemessen ist, dass sie nach Vorstellung des Gesetzgebers eine abschließende und auskömmliche Förderung darstellt und dazu führt, dass die biogene Eigenschaft des Biomethans „verbraucht“ ist. Würde der Biomethanproduzent für ein und dieselbe Biomethanmenge dann eine weitere Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, läge hierin eine Doppelförderung. Diese wäre im Regelfall auch unzulässig..

Hiervon abzugrenzen sind Fälle der Doppelvermarktung (zu denen auch Fälle der Doppelzählung zählen). Das vorgenannte Beispiel kann unter Umständen zugleich eine unzulässige Doppelvermarktung (der biogenen Eigenschaft bzw. des Biomethans darstellen), die Doppelvermarktung ist zugleich aber ein Oberbegriff für Fälle, in denen – unabhängig von einer Förderung – die biogene Eigenschaft oder das Biomethan an mehr als einen Marktteilnehmer verkauft wird. Im EEG 2023 findet sich ein auch für Biomethan geltendes Doppelvermarktungsverbot:

„[In] ein Gasnetz eingespeistes Deponie- oder Klärgas und Gas aus Biomasse dürfen nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen oder entgegen § 56 an eine dritte Person veräußert werden.“ (§ 80 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023).

Weiter kann eine Doppelförderung auch darin liegen, dass im oben genannten Beispiel nicht der Biomethanproduzent, sondern jemand, der das Biomethan vom Biomethanproduzenten bezogen hat, eine Förderung erhält (z.B. eine finanzielle Kompensation der Mehrkosten, wenn er das Biomethan an Stelle von Erdgas nutzt). Die Doppelförderung beschreibt dabei nicht länger den Umstand, dass der Produzent doppelt gefördert wird, sondern bezieht sich allein auf das Biomethan: Für das Biomethan erhält erst ein Unternehmen und anschließend ein anderes Unternehmen eine Förderung. In den meisten Fällen profitiert mittelbar dann auch der Biomethanproduzent, weil der Käufer des Biomethans bereit sein wird, einen höheren Preis für das Biomethan zu zahlen, zwingende Voraussetzung für eine Doppelförderung ist dies aber nicht. Auch liegt in derartigen Fällen nicht zwingend zugleich eine Doppelvermarktung, zumindest dann nicht, wenn die rechtlichen Vorgaben, unter denen die erste Förderung gewährt wurde, nicht eindeutig den „Verbrauch“ der biogenen Eigenschaft implizieren. Doch auch wenn

keine unzulässige Doppelvermarktung gegeben ist, stellen derartige Fallgestaltungen im Zweifel eine unzulässige Doppelförderung dar. Maßstab hierfür dürfte sein, ob die zweite Förderung bei der Bemessung bzw. Ermittlung der ersten Förderung Berücksichtigung gefunden hat oder nicht. Wenn der Gesetzgeber die zweite Förderung nicht bedacht hat oder davon ausging, dass diese nicht in Anspruch genommen werden kann oder darf, und die erste Förderung als ausreichenden Anreiz für die Biomethanerzeugung sieht, liegt eine unzulässige Doppelförderung vor.

Sofern der Gesetzgeber die Biomethanerzeugung lediglich in bestimmter Weise privilegiert oder eine für sich genommen nicht auskömmliche Förderung gewährt und sich des Umstands bewusst ist, dass das Biomethan im weiteren Nutzungspfad noch weitere Förderungen erhält, ist hingegen nicht von einer Doppelförderung auszugehen, sondern von einer Gesamtförderung, die der Gesetzgeber gewissermaßen auf verschiedene Stadien entlang des Nutzungspfads aufgeteilt hat. Die Frage der Zulässigkeit der Doppelförderung stellt sich unseres Erachtens in diesem Fall nicht, weil es bereits nicht zu einer Förderung kommt, die das vom Gesetzgeber angestrebte Förderungsniveau insgesamt übersteigt. Ein Beispiel aus dem deutschen Recht ist hier die Förderung der Biomethanerzeugung

- ▶ auf der einen Seite durch die Netzanschlussprivilegien nach der GasNZV (überwiegende Kostentragung durch den Netzbetreiber), das Entgelt für vermiedene Netzkosten in Höhe von 0,7 ct/kWh nach der Gasnetzentgeltverordnung und die bei der Biogasbilanzierung gewährten Privilegien (Bilanzierungszeitraum von einem Jahr, erweiterter Flexibilitätsrahmen, verringertes Entgelt für die Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens)
- ▶ auf der anderen Seite die mittelbare Förderung durch Maßnahmen, die eine zusätzliche Nachfrage nach Biomethan bezeichnen, z.B. die EEG-Förderung für den Strom aus bilanziell dem Gasnetz entnommenes Biomethan.

Der Gesetzgeber hat die Förderregungen nach dem EEG in Kenntnis der Regelungen nach GasNZV und GasNEV geschaffen bzw. nach den grundlegenden Novellen der GasNZV und der GasNEV in den Jahren 2008 und 2010 beibehalten. Dies lässt nur den Schluss zu, dass der Gesetzgeber hierin keine Doppelförderung sieht, sondern die Notwendigkeit erkannt hat, die Biomethanerzeugung mittels verschiedener, auf unterschiedlichen Ebenen der Wertschöpfungskette ansetzender Mechanismen parallel zu fördern. Weiter ist in derartigen Fällen davon auszugehen, dass der deutsche Gesetzgeber diese parallele Förderung auf unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette auch nicht als europarechtlich unzulässige Beihilfe gewertet hat.

Schwieriger zu bewerten sind Fälle, in denen die Biomethanerzeugung mittelbar durch Maßnahmen gefördert wird, bei denen sich die Förderhöhe bzw. der Anreizeffekt weniger leicht quantifizieren lassen, etwa weil es sich um marktbaserte Instrumente handelt. Hier stellt sich die Frage, ob der Gesetzgeber die Förderinstrumente hinreichend aufeinander abgestimmt hat und eine gewisse Überförderung in Kauf genommen hat oder ob im Gegenteil davon auszugehen ist, dass es sich um eine vom Gesetzgeber nicht intendierte Überförderung handelt (die insoweit auch mit den Worten des Auftraggebers als „Überkompensation des Förderzwecks“ umschrieben werden könnte).

Ein Beispiel hierfür wäre der Umstand, dass die mittels der Förderregelungen des EEG induzierte Steigerung der Nachfrage bzw. die insoweit für den aus Biomethan erzeugten Strom, mithin für die Verwendung des Biomethans, gewährte Förderung, mit anderen Instrumenten, die eine Absatzsteigerung bewirken, zusammenfällt. Letztere umfasst z.B. den Umstand, dass mittels Biomethan die Nutzungspflicht des Gebäude-Energie-Gesetzes (GEG) erfüllt werden

kann. Dies stellt zwar keine Förderung im engeren Sinne dar, da hier keine staatlichen Mittel für die Erzeugung oder die Verwendung des Biomethans oder ein hieraus erzeugtes Endprodukt (Strom, Wärme, Kraftstoff) gewährt werden, sondern Biomethan lediglich eine vom Gesetzgeber für zulässig erklärte Möglichkeit ist, eine ordnungsrechtliche Nutzungspflicht zu erfüllen. Es lässt sich aber nicht von der Hand weisen, dass das GEG zumindest theoretisch geeignet ist, eine Absatzsteigerung zu bewirken.⁴¹ Die Doppelförderung könnte nun womöglich darin bestehen, dass der Gesetzgeber mit dem EEG die Verwendung von Biomethan in der Kraft-Wärme-Kopplung, d.h. für die Erzeugung von Strom und Wärme, bereits abschließend fördern möchte. So sieht das EEG in der aktuellen Fassung ein gesondertes Ausschreibungsverfahren für „Biomethananlagen“ (d.h. Biomethan-BHKW) mit einem gesetzlich festgelegten Ausschreibungsvolumen vor. Einer zusätzlichen Förderung der Nutzung von Biomethan für die Wärmeerzeugung und einer zusätzlichen, hierdurch induzierten Absatzsteigerung durch das GEG bedarf es dann womöglich nicht. Die hier womöglich bestehende Doppelförderung ließe sich auch mit einfachen Mitteln ausschließen, etwa indem die Nutzungspflicht nur mittels Wärme aus Biomethan nutzenden Anlagen erfüllt werden kann, die nicht zugleich für die Erzeugung von nach dem EEG gefördertem Strom genutzt werden. Ob es rechtspolitisch sinnvoll wäre, eine derartige Regelung zu treffen oder ob dies zur Folge hätte, dass einem wichtigen, vom EEG avisierten Anwendungsfall für die Biomethanverstromung der Boden unter den Füßen weggezogen würde, bedarf an dieser Stelle keiner Diskussion. Festgehalten werden kann jedoch, dass der Gesetzgeber eine solche Regelung bislang nicht getroffen hat und die Problematik zugleich nicht derart versteckt oder kompliziert ist, dass von einem Versehen des Gesetzgebers auszugehen ist. Weiter kann bereits an dieser Stelle festgehalten werden, dass EEG-Ausschreibungen ein Instrument der Mengensteuerung mit marktbezogenen Ansätzen sind und es zumindest möglich erscheint, dass die Marktteilnehmer die Möglichkeit, mit den Biomethan-BHKW zugleich die Nutzungspflicht nach dem GEG zu erfüllen, bereits „einpriesen“ – was dann wiederum gegen eine Doppelförderung sprechen würde.

Besonders herausfordernd ist nun die Befassung mit dem Umstand, dass sowohl der nationale Emissionshandel (BEHG) als auch der europäische Emissionshandel (EU ETS 1, TEHG) für nachhaltige Biomasse unter bestimmten Voraussetzungen einen Emissionsfaktor von Null vorsehen. Es stellt sich insoweit zunächst die Frage, ob es sich dabei um eine Förderung handelt. Weiter stellt sich die Frage, ob - sofern es sich hier überhaupt um eine Förderung handelt - eine Doppelförderung (hier im Sinne einer den gewünschten Gesamtförderungsbedarf übersteigende Förderung) gegeben ist und wenn ja, ob diese Doppelförderung zulässig ist (hier in dem Sinne verstanden, dass der Gesetzgeber eine etwaige Überförderung aus bestimmten Gründen bewusst in Kauf nimmt). Eine Doppelförderung ist insoweit insbesondere in den folgenden Fällen denkbar:

- ▶ der Nullemissionsfaktor gilt im Emissionshandel auch für Biomethan, das als Erfüllungsoption für die Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor genutzt wird
 - der Nullemissionsfaktor gilt im Emissionshandel auch für Biomethan, das für die Erfüllung von Nutzungspflichten im Gebäude-Energie-Gesetz verwendet wird

⁴¹ Dass auch Instrumente, die keine unmittelbare finanzielle Förderung für die Erzeugung oder Verwendung von Biomethan oder die hieraus gewonnenen Produkte beinhalten, eine erhebliche Anreizwirkung entfalten können, zeigt sich im Verkehrssektor. Biomethan kann dort als Erfüllungsoption für die Erfüllung der Treibhausgasminderungspflichten zum Einsatz kommen. Die zur Treibhausgasminderung verpflichteten Mineralölunternehmen zahlen hierfür einen sog. Quotenpreis, dessen Höhe sich innerhalb des vom Gesetzgeber gesetzten Rahmens (z.B. Doppelanrechnung fortschrittlicher Kraftstoffe) am Markt bildet, seine Obergrenze aber in der Abgabenhöhe (600 Euro je pflichtwidrig nicht eingesparter Tonne CO₂-Äquivalenz) findet. Hier kam es aufgrund der Möglichkeit, fortschrittliche Biokraftstoffe mit dem Doppelten ihres Energiegehalts anzurechnen und der in der RED II geregelten „Gülle-Gutschrift“ zu einem regelrechten „Boom“, in dessen Folge zahlreiche neue, auf den Einsatz von Mist- und Gülle zielende Biomethanerzeugungsanlagen errichtet worden sind.

- ▶ der Nullemissionsfaktor gilt im Emissionshandel auch für Biomethan, das für die Erzeugung von nach EEG gefördertem Strom genutzt wird
- ▶ der Nullemissionsfaktor gilt im Emissionshandel auch für Biomethan, das bereits im Ausland gefördert worden ist oder das auf das Erneuerbare-Energien-Ziel eines anderen Mitgliedstaats angerechnet worden ist.

Auf weitere Fallgestaltungen und Gesetze, etwa die Förderung nach dem KWKG, werden wir im weiteren Gutachten nicht näher eingehen.

Von der Frage, ob eine womöglich unzulässige Doppelförderung gegeben ist, zu unterscheiden ist die Frage danach, ob es zu einer Doppelanrechnung auf nationale oder europäische Ziele (Erneuerbare Energien, Treibhausgasmindeung, Energieeffizienz) in verschiedenen Fördersystemen kommt. Eine solche Doppelanrechnung kann unzulässig oder zulässig sein. Zugleich kann sie mit einer zulässigen oder unzulässigen Doppelförderung einhergehen, muss sie aber nicht. Wenn die Verwendung von Biomethan zum Beispiel im Verkehrssektor auf das hier bestehende, von der RED II vorgegebene nationale Erneuerbare-Energien-Ziel angerechnet wird, muss damit – je nachdem, wie der nationale Rechtsrahmen ausgestaltet ist – nicht zwangsläufig eine Förderung einhergehen. Eine Doppelanrechnung wäre beispielsweise in den folgenden Fällen gegeben (die Fälle dienen nur als abstrakte Beispiele, es wird keine Aussage über den aktuell geltenden Rechtsrahmen getroffen):

- ▶ eine in bestimmter Weise verwendete Menge an Biomethan wird zugleich auf die Erneuerbare-Energien-Ziele in verschiedenen Sektoren angerechnet
- ▶ eine in bestimmter Weise verwendete Menge an Biomethan wird zugleich auf ein Erneuerbare-Energien-Ziel und ein losgelöst hiervon bestehendes Treibhausgasmindeungsziel angerechnet
- ▶ international gehandeltes Biomethan wird sukzessive, z.B. im Moment der Einspeisung und dann im Moment der Verwendung, in mehreren Mitgliedstaaten auf die dort jeweils bestehenden Erneuerbare-Energien-Ziele angerechnet

Die Möglichkeit einer Doppelanrechnung kann die unbeabsichtigte Folge einer unzureichenden Harmonisierung rechtlicher Instrumente sein, unter Umständen ist die Doppelanrechnung aber auch rechtspolitisch gewünscht und nach den Maßstäben des nationalen und europäischen Rechts zulässig. Im Rahmen der RED III finden sich auch Regelungen, die die Doppelanrechnung explizit ausschließen. Beispielsweise sieht Art. 25 Absatz 2 lit. b) RED III folgendes vor:

„Für die Berechnung der Zielvorgaben gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a und der in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b genannten Anteile

[...]

b)

können die Mitgliedstaaten Biogas berücksichtigen, das in die nationale Gasfernleitungs- und Gasverteilungsinfrastruktur eingespeist wird.“

Es spricht viel dafür, dass es im Umkehrschluss Mitgliedstaaten verwehrt sein soll, auch solches Biomethan anzurechnen, das nicht in die jeweilige nationale Gasinfrastruktur eingespeist worden ist – jedenfalls dann, wenn der Mitgliedstaat, in dessen Gasinfrastruktur das Biomethan eingespeist worden ist, dieses Biomethan bereits auf die Verpflichtung „seiner“ Kraftstoffanbieter anrechnet. Im Grunde müsste die Bundesregierung bzw. der nationale Gesetzgeber daher dafür Sorge tragen, dass derartiges Biomethan, das sodann nach Deutschland

importiert wird und im Verkehrsbereich als Erfüllungsoption für die Treibhausgasminderungspflichten genutzt wird, am Ende bei der mittels des Quotensystems bezweckten Erreichung der europäisch vorgegebenen Erneuerbare-Energien-Ziele wieder in Abzug gebracht wird. Dies lässt es naheliegend erscheinen, Biomethan aus anderen Mitgliedstaaten gar nicht erst als Erfüllungsoption zuzulassen (dies zumindest dann, wenn es im Ursprungsstaat auf die Zielerreichung der Kraftstoffanbieter angerechnet worden ist).

Fragen der Doppelanrechnung sollen im Weiteren nicht vertieft werden, sofern sie nicht zugleich mit einer (möglichen) Doppelförderung einhergehen.

Es ist nach alldem mit einigen Herausforderungen verbunden, näher zu definieren, wann eine Doppelförderung vorliegt und wann diese unzulässig ist. Wie aufgezeigt dürfte eine Doppelförderung nur dann anzunehmen sein, wenn die insgesamt gewährte Förderung den Förderbedarf übersteigt; unzulässig ist diese zumindest dann, wenn der Gesetzgeber dies nicht zumindest billigend in Kauf genommen hat.

Dabei spielt es aus unserer Sicht keine entscheidende Rolle, ob insoweit staatliche bzw. öffentliche Mittel ausgegeben bzw. verschwendet werden. Wie bereits aufgezeigt lässt z.B. der Umstand, dass die Nutzungspflicht nach dem GEG mittels Biomethan erfüllt werden kann, noch nicht darauf schließen, dass insoweit staatliche Mittel für Biomethan ausgegeben werden, könnte gleichwohl aber mit einer Absatzsteigerung für Biomethan einhergehen.

Allerdings kann eine Doppelförderung sicher auch aus anderen Gründen unzulässig bzw. unerwünscht sein, zum Beispiel weil damit unerwünschte Markteffekte verbunden sind oder andere Erfüllungsoptionen benachteiligt und eine womöglich gewünschte Technologieoffenheit beeinträchtigt werden. Weiter stellt sich die Frage, wie eng bzw. weit der „Förderzweck“ zu verstehen ist. Wenn als Förderzweck ganz allgemein die Treibhausgaseinsparung definiert wird, liegt eher eine Doppelförderung vor, als wenn zwischen z.B. dem speziellen Zweck, die Stromerzeugung aus Biomasse zu steigern (EEG) und dem Zweck, den Anteil der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich (GEG) zu erhöhen, unterschieden wird. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, hier ergänzend einige der oben dargestellten Überlegungen einzubeziehen, etwa zu den (faktischen) Wechselwirkungen zwischen marktbasierten Instrumenten und ordnungsrechtlichen Vorgaben und zu der Frage, auf welcher Stufe die jeweiligen Förderinstrumente ansetzen und ob z.B. Förderinstrumente für die Biomethanerzeugung vom Gesetzgeber als bereits auskömmlich und hinreichend bewertet werden und einen „Verbrauch“ der biogenen Eigenschaft nach sich ziehen sollen.

2.2 Maßstab des europäischen Rechtsrahmens

2.2.1 Privilegierung durch Emissionshandelsrichtlinie als Förderung nach RED II

Zu prüfen ist zunächst, ob eine Privilegierung von Biomethan im Rahmen der Emissionshandelsrichtlinie eine Förderung im Sinne der RED II darstellt.

2.2.1.1 Auslegung anhand des Artikel 2 Nummer 5 RED II

Die RED II definiert Förderregelungen in Artikel 2 Nummer 5 RED II wie folgt:

„Förderregelung“ ein Instrument, eine Regelung oder einen Mechanismus, das bzw. die bzw. der von einem Mitgliedstaat oder einer Gruppe von Mitgliedstaaten angewendet wird und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird; dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -

erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarifen und der Zahlung einer gleitenden oder festen Prämie“.

Wie unter 2.2. dargestellt, erlauben es die Emissionshandelssysteme, bei der Nutzung von Biomethan bei Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen nach der RED II einen Emissionsfaktor von Null für das Biomethan anzulegen. Auf Grund dessen müssen Anlagenbetreiber, die Biomethan nutzen und Verantwortliche, die Biomethan in Verkehr bringen, für diese Tätigkeiten keine Emissionsberechtigungen bzw. -zertifikate erwerben. Anlagenbetreiber bzw. Verantwortliche, die an Stelle von Biomethan, das die Nachhaltigkeitskriterien einhält, Biomethan, das diese nicht einhält, oder Erdgas als physisch identisches Konkurrenzprodukt nutzen, sind wiederum verpflichtet Emissionszertifikate zu erwerben.

Es handelt sich hierbei zunächst um eine Regelung oder einen Mechanismus, der von einem Mitgliedsstaat oder einer Gruppe von Mitgliedsstaaten angewendet wird.

Fraglich ist, ob die Regelung bzw. der Mechanismus auch die Nutzung von erneuerbarer Energie im Sinne des 2. Halbsatz des Artikel 2 Nummer 5 RED II fördert.

Durch den Emissionsfaktor von Null werden nicht die Kosten der erneuerbaren Energie gesenkt. Vielmehr werden gleichzeitig indirekt die Kosten konkurrierender, fossiler oder nicht nachhaltiger erneuerbarer Energieträger erhöht.

Auch der Verkaufspreis des Biomethans wird nach unserer Auffassung durch den Emissionsfaktor von Null nicht im Sinne des Artikel 2 Nummer 5 RED II per se erhöht. Es ist zwar nicht ausgeschlossen, dass der Verkaufspreis von Biomethan durch die Möglichkeit, einen Emissionsfaktor von Null anzulegen, steigt. So könnte die Verteuerung von Konkurrenzprodukten durch den Einkauf von Emissionszertifikaten und die Weitergabe der Kosten dazu führen, dass die üblichen Verkaufspreise für Biomethan erhöht werden können und die Nachfrage dennoch nicht nachgibt, sofern die Preiserhöhung im Rahmen der Kostenerhöhung der fossilen Konkurrenzprodukte bleibt. Allerdings gehen wir davon aus, dass die Definition der Förderregelung für den Tatbestand einer Erhöhung der Verkaufspreise auf Regelungen oder Mechanismen abstellen soll, die den Verkaufspreis von erneuerbaren Energien unmittelbar zum Gegenstand haben. Dafür spricht aus unserer Sicht die beispielhafte Aufzählung von Förderregelungen in Artikel 2 Nummer 5 Satz 2 RED II, in der „direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarifen und der Zahlung einer gleitenden oder festen Prämie“ als Förderregelungen genannt werden.

Es handelt sich bei dem Emissionsfaktor von Null für Biomethan weiterhin nicht um eine Regelung oder einen Mechanismus, durch den die Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energien gesteigert wird. Die Emissionshandelssysteme schreiben die Nutzung erneuerbarer Energien nicht verpflichtend für Energieversorger oder Energieverbraucher im Sinne des Artikel 2 Nummer 6 RED II vor.

Gute Argumente sprechen aus unserer Sicht allerdings dafür, dass die Privilegierung durch den Emissionsfaktor von Null innerhalb der Emissionshandelssysteme einen Mechanismus darstellt, der die Absatzmenge erneuerbarer Energien „auf andere Weise“ steigert. Die Emissionshandelssysteme dienen dazu, die Treibhausgasemissionen, die durch die Nutzung bzw. das Inverkehrbringen von fossilen Energieträgern emittiert werden, zu verringern, indem diese Emissionen bepreist werden („Internalisierung externer Kosten“). Hierdurch sollen die

Nutzung und das Inverkehrbringen fossiler Energieträger wirtschaftlich weniger attraktiv werden, sodass die Nutzung und das Inverkehrbringen solcher Energieträger reduziert werden.

Es scheint naheliegend, dass durch die Festlegung eines Emissionsfaktors von null im Rahmen der Emissionshandelssysteme zunehmend Biomethan als erneuerbarer Energieträger statt fossiler Konkurrenzprodukte genutzt wird und entsprechend ihr Absatz gesteigert wird.

Zwingend ist diese Annahme indes nicht. Statt einer Erhöhung des Absatzes kann die Zielsetzung der Emissionshandelssysteme gleichermaßen erreicht werden, indem Unternehmen ihre Prozesse auf Grund des durch den Emissionshandel verursachten Kostendrucks energetisch effizienter gestalten und entsprechend schlichtweg insgesamt weniger Energie eingekauft wird und sich entsprechend der Absatz von Biomethan durch die Privilegierung durch Emissionshandelssysteme nicht erhöht. Es scheint möglich, dass der Emissionsfaktor von Null im Rahmen der Emissionshandelssysteme nicht darauf zielt, die Absatzmenge von Biomethan zu erhöhen, sondern vielmehr darauf abzielt, dass die Absatzmengen von Biomethan durch das Emissionshandelssystem nicht reduziert werden.

Der Emissionshandel dient dazu, dass bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe und etwa bei der Zementherstellung entstehende CO₂ zu bepreisen, indem die externen Kosten – hiermit sind die Folgekosten des Klimawandels gemeint – „internalisiert“ werden. Dass Vorgänge und Prozesse, die dem nicht zuzuordnen sind, vom Emissionshandel ausgenommen sind, liegt in der Natur der Sache.

Es liegt daher auf der Hand, dass von einer Förderung erneuerbarer Energien nur dann gesprochen werden kann, wenn das in Frage stehende Instrument an den Einsatz erneuerbarer Energien grundsätzlich andere Folgen knüpft als an den Einsatz fossiler Energieträger. Werden hingegen beide gleichbehandelt, fehlt es an einer Regelung, die als Förderregelung aufgefasst werden kann. Hierzu ein einfaches Beispiel: Wenn bestimmte Baustoffe oder Dämmmaterialien aus Biomasse geltende Brandschutzbauvorschriften besser erfüllen als bestimmte konventionelle Baustoffe oder Brennmaterialien, liegt in den Brandschutzbauvorschriften sicher keine Förderung der (stofflichen) Biomassenutzung, sondern schlicht die Folge einer nicht primär auf die gesteigerte Biomassenutzung zielenden, allgemeinen Regelung. Wenn nun der Emissionshandel (EU ETS I) Unternehmen verpflichtet, für die in ihren Anlagen entstehenden fossilen Emissionen Emissionszertifikate zu erwerben, dient dies in erster Linie dazu, Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen zu setzen. Zugleich wird zumindest mittelbar ein Anreiz gesetzt, auf Brennstoffe mit geringeren Emissionen umzusteigen. Dies müssen aber nicht zwingend erneuerbare Energien sein: Die aus dem Emissionshandel resultierenden Kosten lassen sich vielmehr auch dadurch senken, dass z.B. Steinkohle anstelle von Braunkohle oder Erdgas anstelle von Steinkohle zur Anwendung kommt. Erdgas hat schlicht eine bessere Treibhausgaseffizienz als Steinkohle (vgl. beispielsweise Anhang IV Nummer 1 Tabelle 1 zur Monitoring-Verordnung). Eine etwaige Absatzsteigerung ist mithin die Folge einer physikalischen oder diesem Energieträger vom Emissionshandel zugewiesenen Eigenschaft. Das gegenwärtige Emissionshandelssystem befreist direkte THG-Emissionen aus fossilen Energieträgern. Eine Bepreisung von - gemäß Zertifizierung - nachhaltiger Biomasse ist mit Verweis auf international geltende Berichtspflichten für die Treibhausgasinventare nicht vorgesehen. Treibhausgasinventare erfassen die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse generell nur nachrichtlich. Der Emissionsfaktor Null ist somit als Berechnungsmethode zu verstehen, die den Zweck und Anwendungsbereich des gegenwärtigen Emissionshandelssystems sicherstellt. Auch spielen bei der Ermittlung von fossilen Emissionen die Vorkettenemissionen weder im Emissionshandel noch bei den Treibhausgasinventaren eine Rolle und bleiben in der Konsequenz auch bei biogenen Energieträgern außer Betracht. Dass Vorketten- und Verbrennungsemissionen nachhaltiger Biomasse nicht berücksichtigt werden,

ist damit systemimmanent und dem Gleichlauf zu den sektorspezifischen Bilanzierungsmethoden der Treibhausgasinventare geschuldet. Ob und inwiefern die Grundannahmen für die Bilanzierungsmethoden der Treibhausgasinventare einer Aktualisierung bedürfen, ist nicht Gegenstand dieses Forschungsvorhabens. Die Freistellung nachhaltiger Emissionen von CO₂-Kosten zielt daher nicht in erster Linie darauf ab, den Einsatz von Biomasse zu fördern oder anzureizen. Vielmehr werden im Emissionshandel - aufbauend auf den Bilanzierungsmethoden für die Treibhausgasinventare – Rahmenbedingungen geschaffen, wonach die Betroffenen die kostengünstigste Maßnahme zur Minderung von Emissionen wählen können. Weder der Einsatz emissionsärmer Energieträger noch andere emissionssparende Prozesse oder Technologien werden spezifisch gefördert. Wenn nun der Emissionshandel (EU ETS 1) Unternehmen verpflichtet, für die in ihren Anlagen entstehenden Emissionen Emissionsberechtigungen zu erwerben, dient dies in erster Linie dazu, Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen zu setzen. Zugleich wird zumindest mittelbar ein Anreiz gesetzt, auf Brennstoffe mit geringeren Emissionen umzusteigen. Dies müssen aber nicht zwingend erneuerbare Energien sein: Die aus dem Emissionshandel resultierenden Kosten lassen sich vielmehr auch dadurch senken, dass z.B. Steinkohle anstelle von Braunkohle oder Erdgas anstelle von Steinkohle zur Anwendung kommt. Erdgas hat schlicht eine bessere Treibhausgaseffizienz als Steinkohle (vgl. beispielsweise Anhang IV Nummer 1 Tabelle 1 zur Monitoring-Verordnung). Eine etwaige Absatzsteigerung ist mithin bloße Folge einer in diesem Energieträger selbst enthaltenen Eigenschaft. Diese Absatzsteigerung geht – ähnlich wie im Beispiel die Brandschutzeignung bestimmter Biomasse-Dämmstoffe – auf einen intrinsischen Vorteil zurück; dieser Vorteil hat zwar aufgrund einer bestimmten gesetzlichen Regelung zusätzliches Gewicht, bei der gesetzlichen Regelung handelt es sich deshalb aber noch lange nicht um eine Regelung zur Förderung des Erdgasabsatzes. Beim Einsatz von Biomethan liegen die Dinge ganz ähnlich: Biomethan hat eine bessere Treibhausgasbilanz als z.B. Erdgas – und das Emissionshandelssystem sorgt dafür, dass dieser Vorteil ein zusätzliches Gewicht erhält; gleichwohl zielt der Emissionshandel nun nicht oder zumindest nicht in erster Linie darauf, den Einsatz von Biomasse anzureizen. Um es einmal anders zu wenden: Selbst wenn der Gesetzgeber die energetische Biomassenutzung kritisch sähe, hätte das Emissionshandelssystem und das damit verbundene Emissionsminderungsziel womöglich zur Folge, dass mehr Biomethan eingesetzt würde.

Anders lägen die Dinge dann, wenn die Regelung, nach der nachhaltige Biomasse einen Emissionsfaktor von Null aufweist, keine fachliche Grundlage hätte, sondern eine gewünschte, gewissermaßen kontra-faktische Privilegierung darstellte.

Dies ist aus unserer Sicht jedenfalls im Kontext der Emissionshandelssysteme nicht der Fall.

Zwar ist zuzustehen, dass einer Menge Biomethan über ihren gesamten Erzeugungsprozess vom Anbau der Substrate über den Transport und die Verarbeitung bis zur finalen Nutzung CO₂-faktisch CO₂-Emissionen zuzuordnen sind, da die beschriebenen Schritte mit CO₂-Emissionen verbunden sind und entsprechend die Lebenszyklus-Emissionen von Biomethan - die Privilegierung durch den sog. Güllebonus ausgeblendet – nicht null sind.

Die Emissionshandelssysteme betrachten allerdings auch im Hinblick auf die fossilen Brennstoffe nicht die Emissionen aus Förderung, Transport, Verarbeitung etc. der fossilen Brennstoffe, sondern lediglich die Emissionen, die bei der Nutzung des Brennstoffs auf Grund der Freisetzung des im fossilen Brennstoff gebundenen Kohlenstoffs emittiert werden. So bildet beispielsweise der Emissionsfaktor zur Ermittlung der Brennstoffemissionen für die in Verkehr gebrachten Brennstoffe im Rahmen des nationalen Emissionshandels nach § 2 Nummer 11 EBeV 2030 nur ab, „*wieviel Kohlendioxid je Energiemenge eines Brennstoffs bei der vollständigen Umsetzung mit Sauerstoff emittiert werden kann*“. Soweit für Biomethan kein Emissionsfaktor

von Null geltend gemacht werden könnte, würde der Emissionsfaktor für den physikalisch Biomethan entsprechenden fossilen Brennstoff - nämlich Erdgas - für die Bestimmung der Emissionen für das Biomethan zugrunde gelegt. Die jeweiligen Lebenszyklusemissionen des Biomethans und des fossilen Erdgases werden dabei wie beschrieben nicht betrachtet.

Erdgas und Biomethan werden damit im Rahmen des Emissionshandelssystems also zunächst gleichgesetzt, da sie physikalisch identisch sind und bei ihrer Verbrennung dieselbe Menge Kohlenstoff emittieren.

Dabei wird allerdings im Rahmen der Emissionshandelssysteme zunächst ausgeblendet, dass das bei der Verbrennung des Biomethans emittierte CO₂ durch den Anbau von Biomasse anders als im Falle von Erdgas zunächst der Atmosphäre entzogen wurde.

Diese Betrachtung würde den Wertungen der RED II widersprechen. Bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen von Biomethan nach den Vorgaben der RED II sind die Treibhausgasemissionen von Biomethan grundsätzlich auch unter Berücksichtigung der Emissionen „*bei der Nutzung des Kraftstoffs*“ (vgl. Anhang V C. 1.a) zur RED II) zu bestimmen. Die Emissionen bei der Nutzung des Biomethans werden allerdings mit Null angesetzt (vgl. Anhang V.C.13. und VI B. 13 zur RED II).

Für ein System, dass lediglich die Emissionen aus der Nutzung eines Brennstoffs erfasst und bepreist, ohne die Klimabilanz insgesamt und etwaige Vorketten-Emissionen zu berücksichtigen, erscheint es durchaus naheliegend, nur die Emissionen solcher Kohlenstoffverbindungen zu berücksichtigen, die auf fossilen, d.h. nicht innerhalb einer überschaubaren Zeitspanne zuvor aus der Atmosphäre entzogenen Kohlenstoff zurückzuführen ist. Der Emissionsfaktor von Null für Biomasse ist dann schlicht folgerichtig und systemimmanent.

2.2.1.2 Auslegung anhand der Monitoring-Verordnung

Die Monitoring-Verordnung in ihrer ursprünglichen Fassung sah in den Erwägungsgründen vor, dass die „*Präferenzbehandlung in Bezug auf die Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten im Rahmen des EU-EHS eine „Förderregelung“ im Sinne von Artikel 2 Buchstabe k und folglich eine finanzielle Förderung im Sinne von Artikel 17 Absatz 1 Buchstabe c jener Richtlinie darstellt.*“ (vgl. Erwägungsgrund 4 Monitoring-Verordnung vom 19. Dezember 2018).

Die im Erwägungsgrund in Bezug genommene Richtlinie ist die Richtlinie 2009/28 EG („RED I“), die durch die RED II ersetzt wurde. Die Definition der Förderregelung im Sinne des Artikel 2 lit. k RED I stimmt allerdings inhaltlich mit der Definition der Förderregelung nach RED II überein.

In folgenden Fassungen der Monitoring-Verordnung wurde die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II an Biomasse-Brennstoffe zur Geltendmachung eines Emissionsfaktors von Null auch gesetzlich etabliert (vgl. erstmalig Artikel 1 Nummer 6 der Durchführungsverordnung 2020/2085 zur Anpassung der Monitoring-Verordnung).

In den Erwägungsgründen der Durchführungsverordnung 2020/2085 wird jedoch nicht erneut dezidiert darauf abgestellt, dass es sich bei dem Anlegen des Emissionsfaktors von Null um eine Förderregelung im Sinne der RED II handele.

Am 27. September 2024 ist eine weitere Anpassung der Monitoring-Verordnung in Kraft getreten.

Die Anpassungsverordnung (EU) 2024/2493 vom 23. September 2023 enthält folgenden Erwägungsgrund 7:

„Directive 2003/87/EC, as revised by Directive (EU) 2023/959, specifies that the emission factor of biomass is zero if the biomass complies with the sustainability and greenhouse gas emissions

savings criteria for the use of biomass fuels established by Directive (EU) 2018/2001, taking into account any necessary adjustments for application under Directive 2003/87/EC, as set out in the implementing acts referred to in Article 14 of that Directive. In order to clarify the conditions under which biomass emissions can be zero-rated and to align with the revised Directive 2018/2001, Article 38(5) of Implementing Regulation (EU) 2018/2066 should be amended. Where the relevant sustainability and greenhouse gas emissions savings criteria do not apply to a specific type of biomass, that biomass can be zero-rated directly. However, in this case, operators should still demonstrate that the criteria are not applicable. Assessing the proof of applicability and proof of sustainability is an essential part of the verification where the verifier checks the correct application of the monitoring methodology, including the zero-rating of the biomass. Where sustainability and greenhouse gas emissions savings criteria laid down in Article 29(2) to (7) and (10) do apply, compliance with these criteria is required for zero-rating. Biomass that does not comply with the criteria in this case should be treated as a fossil fuel.”

Der Erwägungsgrund stellt klar, dass die Nachhaltigkeitskriterien nach Artikel 29 RED II einzuhalten sind, wenn im Rahmen der Emissionshandelssysteme ein Emissionsfaktor von Null für einen Biomasse-Brennstoff geltend gemacht werden soll. Er stellt weiter klar, dass die Nachhaltigkeitskriterien nur dann einzuhalten sind, wenn der jeweilige Biomasse-Brennstoff von den Nachhaltigkeitsanforderungen des Artikel 29 RED II auch erfasst ist. Andernfalls kann der Emissionsfaktor von Null auch ohne Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien angelegt werden (vgl. dazu auch Artikel 2 Absatz 17 lit (d) ii Anpassungsverordnung (EU) 2024/2493). Dies könnte dafür sprechen, dass die Kommission den Emissionsfaktor von Null als Förderregelung im Sinne des Artikel 2 Nummer 5 RED II betrachtet und entsprechend nur insoweit die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen fordert, als sie nach Artikel 29 Absatz 1 lit. c RED II Voraussetzung für eine finanzielle Förderung sind. Zwingend ist dies allerdings nicht. Es scheint auch möglich, dass die EU-Kommission die Anforderungen für den Emissionsfaktor von Null nicht weiter fassen möchte als die Anforderungen für ein Fördersystem im Sinne des Artikel 2 Nummer 5 RED II.

Weiter hat die EU-Kommission den Erwägungsgrund 7 des Entwurfs der Novelle der Monitoring-Verordnung, um folgenden Satz ergänzt:

„Zero-rating of emissions under EU ETS is distinct from support schemes defined in Article 2, point (5) of Directive (EU) 2018/2001.“

Dieser Satz solle ausdrücklich dazu dienen, die Bedenken bezüglich einer möglichen unzulässigen Doppelförderung durch die Gewährung des Emissionsfaktors von Null und die gleichzeitige Nutzung derselben Menge Biomasse im Rahmen eines Fördersystems aufzulösen.

Damit ist klar, dass die EU-Kommission den Emissionsfaktor von Null im Rahmen des EU-ETS nicht als Förderregelung im Sinne des Artikel 2 Nummer 5 RED II betrachtet.

Eine solche Auslegung scheint angesichts des Wortlauts des Artikel 2 Nummer 5 RED II auch noch vertretbar.

Dass eine Privilegierung eines biogenen Energieträgers aus Sicht der EU-Kommission keine Förderung darstellen soll, dürfte sich auch aus dem Auftraggeber bekannten Präsentationen und Kommunikation der EU-Kommission ergeben.

In einer solchen äußert sich die EU-Kommission zur Auslegung des Artikel 54 Nummer 3a lit c) der Monitoring-Verordnung:

„For the purpose of paragraphs 2 and 3 of this Article, the aircraft operator shall provide evidence to the satisfaction of the competent authority that: [...] there is no double counting of the same

biofuel quantity, in particular that the biofuel purchased is not claimed to be used in an earlier report or by anyone else, or in another system.”

Die EU-Kommission äußerte sich hinsichtlich der Frage, ob eine doppelte Geltendmachung derselben Menge eines biogenen Energieträgers im Kontext von Verpflichtungen nach der ReFuelEU-Aviation-Verordnung und des EU-Emissionshandelssystems möglich sei dahingehend, dass es sich bei der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten nicht um „ein anderes System“ handele. Das ReFuel EU- System sei ein vom EU-ETS System „unabhängiges“ System. Eine unzulässige Doppelförderung komme nur durch eine doppelte Förderung eines Energieträgers innerhalb des selben Systems in Betracht.

2.2.2 Unzulässigkeit einer Doppelförderung anhand des europäischen Rechtsrahmens

Zwar sprechen gute Argumente dafür, dass die Möglichkeit einen Emissionsfaktor von Null für Biomethan geltend zu machen und den Nutzern von Biomethan kostenlose Emissionsberechtigungen zuzuteilen keine Förderung im Kontext des europäischen Rechtsrahmens darstellen, doch auch ein anderes Auslegungsergebnis scheint (noch) vertretbar.

Ginge man davon aus, dass die Privilegierungen von biogenen Energieträgern im Rahmen der Emissionshandelssysteme eine Förderung im Sinne der RED II darstellen würde, wäre weiter fraglich, ob diese Privilegierung auch dann zulässig ist, wenn dieselbe Menge des biogenen Energieträgers zuvor bereits eine Förderung nach einem anderen Fördersystem erhalten hat – oder ob es sich nach den europarechtlichen Vorgaben um eine unzulässige Doppelförderung handeln würde.

2.2.2.1 Auslegung anhand der Emissionshandelsrichtlinie und der ReFuelEU-Aviation-Verordnung

Aus der Auslegung der Emissionshandelsrichtlinie und der ReFuelEU-Aviation-Verordnung ergibt sich, dass die EU-Kommission eine Privilegierung von biogenen Energieträgern im Rahmen der Emissionshandelsrichtlinie nicht als Förderung betrachtet oder eine Doppelförderung im Kontext der Emissionshandelsrichtlinie und anderen Fördersystemen jedenfalls nicht für grundsätzlich unzulässig hält.

Dies ergibt aus Artikel 3c Absatz 6 Unterabsatz 1 Satz 1 der Emissionshandelsrichtlinie. Dieser lautet wie folgt:

„Im Hinblick auf gewerbliche Luftfahrzeugbetreiber werden für den Zeitraum vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2030 höchstens 20 Mio. der Gesamtmenge der Zertifikate nach Absatz 5 auf transparente, gleiche und diskriminierungsfreie Weise für die Verwendung nachhaltiger Flugkraftstoffe und anderer Flugkraftstoffe, die nicht aus fossilen Kraftstoffen stammen, und die gemäß einer Verordnung zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr für die Erreichung des Mindestanteils an nachhaltigen Flugkraftstoffen, den Luftfahrzeugbetreibern an Flughäfen der Union von Anbietern von Flugkraftstoffen zur Verfügung gestellte Flugkraftstoffe gemäß der genannten Verordnung enthalten müssen, gezählt werden, für Unterschallflüge reserviert, für die Zertifikate im Einklang mit Artikel 12 Absatz 3 der vorliegenden Richtlinie abzugeben sind.“

Die Regelung gibt vor, dass eine kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten für Luftfahrzeugbetreiber möglich ist, wenn die Emissionen, für die Zertifikate abzugeben sind, aus dem Einsatz nachhaltiger Flugkraftstoffe stammen, die zum Erreichen eines Mindestanteils nachhaltiger Flugkraftstoffe nach den Vorgaben der ReFuelEU-Aviation-Verordnung benötigt werden.

Die Möglichkeit der kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten bezogen auf eine Menge nachhaltigen Flugkraftstoffs hat den identischen Effekt wie die Möglichkeit eines Emissionsfaktor von Null für einen nachhaltigen Flugkraftstoff anzulegen: Beide Ansätze sorgen dafür, dass ein Kauf von Emissionszertifikaten für die Nutzung einer bestimmten Menge Energie nicht notwendig ist. Entsprechend dürften die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten und die Möglichkeit einen Emissionsfaktor von Null anzulegen die Einordnung als Förderregelung oder die Ablehnung der Einordnung als Förderregelung teilen.

Die Verpflichtung zur Einhaltung eines Mindestanteils nachhaltiger Flugkraftstoffe im Sinne der ReFuel-EU-Aviation Verordnung stellt auch eine Förderregelung im Sinne des Artikel 2 Nummer 5 RED II dar, da er die Nutzung erneuerbarer Energien dadurch fördert, dass „ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie“ erhöht wird.

Der europäische Normgeber akzeptiert entsprechend – die Betrachtung der Privilegierung biogener Energieträger als Förderregelung vorausgesetzt – eine Doppelförderung für dieselbe Menge eines Kraftstoffs. Die kostenlose Zuteilung eines Zertifikats kommt nur in Betracht, soweit ein Flugkraftstoff eingesetzt wird, der auf Grund der Verpflichtung zur Einhaltung des Mindestanteils nachhaltiger Flugkraftstoffe nach ReFuelEU-Aviation-Verordnung genutzt und entsprechend nach der Definition der RED II gefördert wurde.

Für die grundsätzliche Zulässigkeit einer Doppelförderung spricht auch, dass bei der kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten nach Artikel 3c Absatz 6 der Emissionshandelsrichtlinie ausdrücklich „*eine mögliche Unterstützung im Rahmen anderer Regelungen*“ auf nationaler Ebene berücksichtigt werden“ „kann“ jedoch offensichtlich nicht berücksichtigt werden muss (vgl. Artikel 3c Absatz 6 Unterabsatz 4 Emissionshandelsrichtlinie).

Die Ausgestaltung der ReFuelEU-Aviation-Verordnung stützt diese Auslegung weiter.

Artikel 9 Absatz 1 Unterabsatz 1 der ReFuelEU-Aviation-Verordnung lautet wie folgt:

„Luftfahrzeugbetreiber dürfen die Verwendung von SAF ein und derselben Charge nicht im Rahmen mehrerer Treibhausgasminderungssysteme geltend machen. Der Emissionsfaktor für die Verwendung von SAF im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU-EHS) ist in Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG oder in den gemäß Artikel 14 der genannten Richtlinie erlassenen Durchführungsrechtsakten festgelegt. Für die Zuteilung von Zertifikaten im Rahmen des EU-EHS gilt die Richtlinie 2003/87/EG. Für die Zuteilung von Zertifikaten, die für die Vertankung von SAF im Rahmen des EU-EHS reserviert sind, gilt Artikel 3c Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG.“

Ein Treibhausgasminderungssystem wird in Artikel 3 Nummer 27 der ReFuelEU-Aviation-Verordnung definiert als „*ein System, aus dem Luftfahrzeugbetreibern Vorteile für die Verwendung von SAF erwachsen.*“

Nach diesem Wortlaut ist das EU-ETS 1, das die Betreiber von Luftfahrzeugen zum Erwerb von Emissionszertifikaten verpflichtet und einem Emissionsfaktor von Null für Biokraftstoffe zulässt, ein Treibhausgasminderungssystem im Sinne der ReFuelEU-Aviation-Verordnung.

Das Anreizsystem nach Artikel 4 Absatz 1 ReFuelEU-Aviation-Verordnung ist indes kein entsprechendes Treibhausgasminderungssystem, da es Luftfahrzeugbetreibern keine Vorteile für die Verwendung von SAF erwachsen lässt, sondern den Flugkraftstoffanbietern. Weiter sieht das System nur mittelbar eine Treibhausgasminderungspflicht vor, indem die SAF eine niedrigere Treibhausgasbilanz aufweisen müssen, als konventionelle Kraftstoffe, um auf die Verpflichtung des Mindestanteils von SAF angerechnet werden zu können.

Da insofern kein ausdrückliches Verbot einer gleichzeitigen Anrechnung auf die Verpflichtung nach Artikel 4 Absatz 1 der ReFuelEU-Aviation-Verordnung und der Anrechnung im Rahmen des EU-ETS 1 besteht und die Thematik einer möglichen Doppelanrechnung in Betracht gezogen wurde, sprechen gute Argumente dafür, dass dieselbe Charge eines Biokraftstoffs zur Erfüllung der Verpflichtung nach der Verordnung und zur Geltendmachung eines Emissionsfaktors von Null im Rahmen des EU-ETS 1 genutzt werden können soll.

Diese Auslegung wird auch durch den Erwägungsgrund 41 der ReFuelEU-Aviation-Verordnung gestützt:

„Um den Markthochlauf von SAF, bei denen in absehbarer Zukunft voraussichtlich ein erheblicher Preisunterschied gegenüber konventionellen Flugkraftstoffen bestehen wird, zu fördern, ist es von entscheidender Bedeutung, dass Luftfahrzeugbetreiber nach eigenem Ermessen die Verwendung von SAF im Rahmen von Treibhausgasminderungssystemen wie dem EU-EHS oder CORSIA geltend machen können, ohne die Senkung von Emissionen doppelt geltend zu machen. Luftfahrzeugbetreiber sollten die Verwendung von SAF einer Charge nicht im Rahmen mehrerer Treibhausgasminderungssysteme geltend machen dürfen. Flugkraftstoffanbieter sollten verpflichtet werden, Luftfahrzeugbetreibern kostenlos alle Daten über die Eigenschaften der an diese verkauften SAF zur Verfügung zu stellen, die diese benötigen, um ihren Berichtspflichten im Rahmen dieser Verordnung oder von Treibhausgasminderungssystemen nachzukommen.“ (Hervorhebungen nicht im Original)

Der Verordnungsgeber stellt hiermit einerseits klar, dass es *Luftfahrzeugbetreibern* freisteht, die aufgrund der Verwendung von SAF erzielten Treibhausgaseinsparungen im Rahmen des EU-ETS 1 geltend machen zu können. Dies soll auch dann gelten, wenn der *Kraftstoffanbieter* dieselbe Charge bereits für die Erfüllung der ReFuelEU-Aviation-Verordnung genutzt hat. Auch in diesem Fall können sich Luftfahrzeugbetreiber mithin im Emissionshandel auf einen Emissionsfaktor von Null berufen, ohne sich dem Vorwurf einer (unzulässigen) Doppelanrechnung auszusetzen. Zugleich stellt der Verordnungsgeber klar, Luftfahrzeugbetreiber die Verwendung derselben Charge nicht in mehreren Treibhausgasminderungssystemen, etwa in CORSIA und im EU-ETS 1 geltend machen dürfen.

Flugkraftstoffanbieter sollen nach dem Erwägungsgrund den Luftfahrzeugbetreibern zudem alle Daten zur Verfügung stellen, die diese benötigen, um ihren Berichtspflichten im Rahmen von Treibhausgasminderungssystemen nachzukommen. Luftfahrzeugbetreiber sollen mit diesen Daten gerade in die Lage versetzt werden, in ihren Berichten den Emissionsfaktor von Null anzusetzen – und das auch dann, wenn der jeweilige Kraftstoff zugleich dem Kraftstoffanbieter dazu diente, die Vorgaben der ReFuelEU-Aviation-Verordnung zu erfüllen.

2.2.2.2 Auslegung zur Unzulässigkeit einer Doppelförderung anhand der RED II

Die RED II selbst untersagt nicht ausdrücklich eine doppelte Förderung einer Menge biogenen Energieträgers im Wege mehrerer Förderreglungen im Sinne des Artikel 2 Absatz 5 RED II.

Die RED II untersagt dagegen ausdrücklich Doppelzählungen einer Menge biogenen Energieträgers, die zu einer doppelten Anrechnung einer Menge biogenen Energieträgers auf die erneuerbaren Energien-Ziele der RED II führen.

Weiter sollen „Doppelanreize“ im grenzüberschreitenden Handel von Biomethan infolge unterschiedlicher Förderregelungen in den einzelnen Mitgliedsstaaten verhindert werden. Dieses Bestreben schließt es jedoch nicht grundsätzlich aus, dass – soweit man Privilegierungen biogener Energieträger im Kontext der Emissionshandelsrichtlinie als Förderregelungen im

Sinne der RED II begreift – eine Förderung im Kontext der Emissionshandelssysteme für einen Menge biogenen Energieträgers und eine Förderung im Rahmen anderer Fördersysteme zuzulassen.

Gleichzeitig ist erkennbar, dass die RED II grundsätzlich darauf abzielt, dass die Überförderung einer Menge eines biogenen Energieträgers vermieden wird und dies unabhängig davon, ob auf Grund mehrerer finanzieller Anreize für biogene Energieträger eine Doppelförderung droht.

Dass eine doppelte Anrechnung einer Menge biogenen Energieträgers auf die erneuerbaren Energien Ziele der RED II wie beispielsweise das Gesamtziel nach Artikel 3 Absatz 1 RED II oder das Unterziel nach Artikel 25 RED II unzulässig ist, ergibt sich aus zahlreichen Regelungen der RED II. Zur Vermeidung von Doppelzählungen dient insbesondere das in Artikel 30 Absatz 1 RED II geregelte Massenbilanzsystem (vgl. Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 2 1. Hs RED 2).

Eine doppelte Förderung im Rahmen mehrerer Förderregelungen wird im Gegensatz zu Doppelanrechnungen indes nicht untersagt.

Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 2 RED II lautet wie folgt:

„Durch das Massenbilanzsystem soll zudem sichergestellt werden, dass jede Lieferung nur einmal gemäß Artikel 7 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b oder c für die Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen berücksichtigt wird und dass Informationen dazu angegeben werden, ob für die Produktion der betreffenden Lieferung eine Förderung gewährt wurde und wenn ja, um welche Art von Förderregelung es sich handelt.“

Der Wortlaut und die Systematik der Regelung sprechen klar dafür, dass die Zulässigkeit von Doppelanrechnungen und Doppelförderungen unterschiedlich bewertet wird. So soll „sichergestellt werden“, dass bei der Berechnung des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen eines Mitgliedstaats die Energiemenge eines biogenen Energieträgers nur einmalig berücksichtigt wird. Im Hinblick auf eine Förderung sollen lediglich Informationen dazu angegeben werden, ob eine solche gewährt wurde und um welche Art der Förderung es sich handelt. Hätte eine Doppelförderung grundsätzlich ausgeschlossen werden sollen, hätte der klare Wortlaut zur Vermeidung von Doppelanrechnungen auch im Hinblick auf Doppelförderungen angelegt werden können.

Dagegen spricht auch nicht der Erwägungsgrund 123 zur RED II:

*„Die europäischen Gasnetze sind immer stärker integriert. Da die Produktion und Verwendung von Biomethan gefördert und Biomethan in die Erdgasnetze eingespeist und grenzüberschreitend gehandelt wird, ist es notwendig, eine ordnungsgemäße Anrechnung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten **und Doppelanreize** infolge unterschiedlicher Förderregelungen in den einzelnen Mitgliedstaaten zu verhindern. Das Massenbilanzsystem zur Überprüfung der Nachhaltigkeit von Bioenergie und die neue Unionsdatenbank sollen als Hilfsmittel zur Lösung dieser Probleme beitragen.“*

Eine Förderung einer Einheit erneuerbarer Energie durch mehrere Fördersysteme ist danach möglich. Unterbunden werden soll nicht eine „Doppelförderung“ sondern ein „Doppelanreiz“. Damit dürfte eine „Überförderung“ einer Einheit erneuerbarer Energie gemeint sein.

Dafür, dass nach der RED II „Überförderungen“ vermieden werden sollen, spricht auch Artikel 19 Absatz 2 RED II. Artikel 19 RED II etabliert ein System von Herkunftsnnachweisen, die für einen erneuerbaren Energieträger ausgestellt werden und gegenüber Endkunden zum Nachweis der Herkunft einer Einheit Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt werden kann.

Gemäß Artikel 19 Absatz 2 Unterabsatz 3 soll die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass, wenn ein Produzent erneuerbarer Energie eine finanzielle Förderung erhält, der Marktwert eines Herkunftsachweises, der für den erneuerbaren Energieträger ausgestellt wird, bei der Förderregelung berücksichtigt wird.

2.3 Maßstab des nationalen Rechtsrahmens

Zu prüfen ist zunächst, ob die Regelungen des nationalen Rechtsrahmens zu den Emissionshandelssystemen und den Fördersystemen für Biomethan den Emissionsfaktor von Null als eine Förderung begreifen und inwieweit das Anlegen des Emissionsfaktors von Null und das Gewähren einer Förderung in einem anderen System eine unzulässige Doppelförderung darstellen könnte.

2.3.1 Der Emissionsfaktor von Null nach BEHG und EBeV 2030

2.3.1.1 Der Emissionsfaktor von Null als Förderung nach BEHG und EBeV 2030

§ 8 EBeV 2030 regelt die Voraussetzungen, die eingehalten werden müssen, damit ein Emissionsfaktor von Null für einen Biokraftstoff (vgl. § 8 Absatz 1 EBeV 2030) oder einen Biomasse-Brennstoff (vgl. § 8 Absatz 2 EBeV 2030) angelegt werden kann.

§ 8 Absatz 1 und 2 EBeV setzen damit § 7 Absatz 4 Nummer 2 BEHG um (vgl. Begründung des Entwurfs der EBeV 2030, S. 48) und machen sich damit die mit § 7 Absatz 4 Nummer 2 BEHG verfolgte Zielsetzung zu eignen:

„Mit der Änderung in § 7 Absatz 4 Nummer 2 BEHG wird die Privilegierungsregelung für Brennstoffemissionen aus Biomasse mit Blick auf den europäischen Rechtsrahmen stärker differenziert; zugleich wird die Möglichkeit geschaffen, auch für nicht-fossile Brennstoffemissionen aus flüssigen und gasförmigen strombasierten Kraftstoffen (Wasserstoff und -folgeprodukte) eine Privilegierungsregelung zu erlassen.“

(vgl. BT-Drs. 20/3438: S. 17).

Zur stärkeren Differenzierung wurde im Rahmen der Gesetzesbegründung folgendes ausgeführt:

„Biobrennstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen werden durch die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie im Kraftstoffbereich durch die THG-Quotenregelung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz unter Berücksichtigung der Vorgaben der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen) gefördert. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie begrenzt die Anrechnung bzw. Förderung dieser Biobrennstoffe durch eine Obergrenze, um die zusätzliche Nachfrage nach Land und damit einhergehende negative Effekte zu einzudämmen. Nach Randnummer 130 der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (C(2022) 481 final – Mitteilung der Kommission vom 27. Januar 2022) ist davon ausgehen, dass staatliche Beihilfen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biogas und Biomasse-Brennstoffe, die über die Obergrenzen hinausgehen, diese negativen Effekte wahrscheinlich verstärken. Um vor diesem Hintergrund keine höhere Nachfrage nach Biobrennstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen zu schaffen, wird durch die neue Nummer 2 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa die Förderung durch einen Nullemissionsfaktor von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, soweit diese über die in § 13 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen (38. BImSchV) umgesetzte Obergrenze hinausgeht, ausgeschlossen.“.

(vgl. BT-Drs. 20/3438: S. 17).

Zwar wurde die Regelung zur Begrenzung des Emissionsfaktors von Null für Biobrennstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nicht wie im Rahmen der Gesetzesbegründung vorgesehen in das BEHG und das EBeV 2030 übernommen. Stattdessen ist in § 8 Absatz 8 EBeV 2030 die Evaluierung des Emissionsfaktors von Null anhand der Betrachtung der Marktentwicklungen vorgesehen.

Allerdings verdeutlicht die Gesetzesbegründung, dass der Gesetzgeber das Anlegen eines Emissionsfaktors von Null als Förderung betrachtet.

Ob der Gesetzgeber an dieser Auffassung allerdings angesichts der Tatsache festhält, dass die EU Kommission in den Erwägungsgründen zur Monitoring-Verordnung klarstellt, dass sie hierin keine Förderung sieht, erscheint zweifelhaft. Der Gesetzgeber leitet seine Bewertung als Förderung, wie aus der zitierten Gesetzesbegründung hervorgeht, aus der RED II ab und bezeichnet den Nullemissionsfaktor ohne nähere Begründung als „Privilegierung“ und „Förderung“. Wenn die EU Kommission die RED II anders auslegt, wird vermutlich auch der deutsche Gesetzgeber seine Auslegung überdenken. Dies gilt umso mehr, als eine Benachteiligung von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermitteln ohne Weiteres auch dann seine Rechtfertigung bzw. Begründung hätte, wenn der Nullemissionsfaktor nicht als Förderung gewertet würde.

2.3.1.2 Unzulässigkeit der Doppelförderung nach BEHG und EBeV 2030 und nationalen Fördersystemen

Der Gesetzgeber hat die Möglichkeit einer parallelen Förderung für eine Menge Biomethan durch einen Emissionsfaktor von Null und andere Fördersysteme offensichtlich erkannt und diese für zulässig erachtet.

2.3.1.2.1 Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor

Der Gesetzgeber erkennt, dass Biokraftstoffe in anderen Systemen, wie dem System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor, einer Förderung unterliegen. Dies hält den Gesetzgeber allerdings nicht davon ab, für dieselben Biokraftstoffe die Möglichkeit zu schaffen, im BEHG einen Emissionsfaktor von Null anzuwenden (vgl. BT-Drs. 20/3438: S. 17).

Der Gesetzgeber eruiert in der Gesetzesbegründung zum BEHG ausdrücklich eine Begrenzung für die Anwendung des Emissionsfaktors von Null nur im Hinblick auf Biokraftstoffe, die im Fördersystem der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor einer Begrenzung nach § 13ff. 38. BImSchV unterliegen.

Entsprechend akzeptiert der nationale Gesetzgeber hier nicht bloß ausdrücklich eine parallele Förderung im Rahmen des BEHG und des EBeV 2030 und des Systems der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor. Vielmehr zielt er gerade darauf ab, dass die Anwendung des Emissionsfaktors von Null und die Förderung im System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor parallel ausgestaltet und möglich ist.

Der Regelungsgehalt des des Regelungsentwurfs beschränkt sich hier auch nicht nur darauf eine Förderung durch den Emissionsfaktor von Null **oder** eine Förderung im System der Treibhausgasminderungspflichten schlicht an identische Bedingungen zu knüpfen.

Dies ergibt sich daraus, dass die zwischenzeitlich geplante Begrenzung des Emissionsfaktors von Null für Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, die unmittelbar auf die identische Begrenzung im System der Treibhausgasminderungspflichten nach § 13 38. BImSchV verwies, dafür gesorgt hätte, dass nur die identische Menge Biokraftstoff mit dem Emissionsfaktor von Null belegt und

gleichzeitig für eine Förderung im System der Treibhausgasminderungspflichten genutzt werden hätte können.

Die geplante Gesetzesfassung des § 7 Absatz 4 Nummer 2 lautete wie folgt:

„Standardwerte für Emissionsfaktoren von Brennstoffen festlegen; dabei sollen
a) biogene Brennstoffemissionen bei entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis mit
Ausnahme von aa) Brennstoffemissionen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gemäß
Artikel 2 Nummer 40 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des
Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren
Quellen (Neufassung) (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82) aus biogenen Brennstoffen, die
über die in § 13 [...] festgelegte Obergrenze hinaus in Verkehr gebracht werden
[...] mit dem Emissionsfaktor Null belegt werden“

(BT-Drs. 20/3438, S. 8).

Die Regelung verweist hinsichtlich der relevanten Grenze, bis zu der der Emissionsfaktor von Null angelegt werden kann, auf § 13 38. BImSchV.

Die Regelungssystematik des § 13 38. BImSchV sieht wiederum eine Begrenzung vor, die sich anhand der vom jeweiligen Quotenverpflichteten in Verkehr gebrachten Mengen Biokraftstoff bezieht.

Übersteigt für einen Quotenverpflichteten der energetische Anteil von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen 4,4 Prozent des energetischen Anteils der insgesamt vom Quotenverpflichteten in Verkehr gebrachten Kraftstoffe, die zur Berechnung des Referenzwerts herangezogen werden (vgl. § 13 Absatz 2 38. BImSchV), so wird für alle **diesen Anteil** überschreitenden Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen ein Treibhausgaswert entsprechend dem Basiswert nach § 3 38. BImSchV festgelegt (vgl. § 13 Absatz 1 38. BImSchV). Für den die Obergrenze überschreitenden Anteil der Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen ist für den jeweiligen Quotenverpflichteten entsprechend keine Erfüllung der Treibhausgasminderungspflicht mehr möglich, da der Basiswert den THG-Wert für den Referenzwert vorgibt, gegenüber dem die Treibhausgasminderungspflicht zu erfolgen hat.

Die Bestimmung ab wann die Obergrenze von 4,4 Prozent nach § 13 Absatz 1 38. BImSchV erreicht ist, ist bezieht sich also auf den jeweiligen Quotenverpflichteten und die von i

Entsprechend hätte der Verweis des geplanten § 7 Absatz 4 Nummer 2 BEHG dazu geführt, dass die ersten 4,4 Prozent bezogen auf die in Verkehr gebrachten Kraftstoffmengen eines Quotenverpflichteten, die der Quotenverpflichtete in Verkehr gebracht hätte, sowohl mit dem Emissionsfaktor von Null hätten belegt und gleichzeitig im System der Treibhausgasminderungspflichten hätten genutzt werden können und sämtliche darüber hinausgehenden Mengen beide Optionen nicht hätte nutzen können. Es ist auch fernliegend, dass der Gesetzgeber eine eigene Obergrenze für den Emissionsfaktor von Null festlegen wollte, durch die eine andere Menge als die nach § 13 Absatz 1 38. BImSchV festgelegten 4,4 Prozent konventioneller Biokraftstoffe eines Quotenverpflichteten einen Emissionsfaktor von Null erhalten sollten. Nach dem Wortlaut des Regelungsentwurfs des § 7 Absatz 2 Nummer 4a) sollen „biogene Brennstoffe, die über die in § 13 [...] festgelegte Obergrenze hinaus in Verkehr gebracht werden“ keinen Emissionsfaktor von Null erhalten. Der Wortlaut zielt hier eindeutig auf die Biokraftstoffmengen, die die Obergrenze, wie in § 13 Absatz 1 und 2 38. BImSchV definiert überschreiten – also die Obergrenze für die Anrechnung von Biokraftstoffen im Treibhausgasminderungssystem im Verkehrssektor und keine hiervon zu unterscheidende Obergrenze. Es wird keine gesonderte Obergrenze im Kontext des nationalen Emmissionshandelssystems etabliert.

Weiter äußert sich der Gesetzgeber wie folgt:

„Um vor diesem Hintergrund keine höhere Nachfrage nach Biobrennstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen zu schaffen, wird durch die neue Nummer 2 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa die Förderung durch einen Nullemissionsfaktor von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, soweit diese über die in § 13 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen (38. BImSchV) umgesetzte Obergrenze hinausgeht, ausgeschlossen.“

(vgl. BT-Drs. 20/3438: S. 17). Es geht dem Gesetzgeber hier offensichtlich nicht darum, eine gesonderte Obergrenze von 4,4 Prozent für den Emissionshandel zu etablieren, sondern eine einheitliche Obergrenze zu ziehen, der beide Systeme unterfallen. Der Nullemissionsfaktor soll nicht angelegt werden, „soweit“ die in der 38. BImSchV „umgesetzte Obergrenze“ überschritten wird.

Auch die zwischenzeitlich geplante Umsetzung der Regelung in einem Entwurf der EBeV 2030⁴² unterstützt diese Auffassung.

Der dort vorgesehene § 8 Absatz 7 EBeV 2030 lautete wie folgt:

„Abweichend von Absatz 1 Satz 1 kann der Verantwortliche den Emissionsfaktor Null für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Biomasseanteil von Brennstoffen nur bis zu der in § 13 Absatz 1 Satz 1 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen festgelegten Obergrenze anwenden. Die Obergrenze bezieht sich auf den Gesamtenergiegehalt der Brennstoffe. Für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Biomasseanteil, der die in Satz 1 genannte Obergrenze übersteigt, ist der in Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung festgelegte Emissionsfaktor des Kraftstoffes anzuwenden. Bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 13 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen und § 37a Absatz 1 Satz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes ist der Verantwortliche so zu behandeln, als hätte der aus konventionellen Biokraftstoffen stammende Biomasseanteil an den von ihm in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffen die in Satz 1 genannte Obergrenze nicht überstiegen. Der Verantwortliche hat das Vorliegen der Voraussetzungen nach Satz 4 der zuständigen Behörde nachzuweisen. Satz 1 gilt nur für Verantwortliche, die den Pflichten für Inverkehrbringer von Kraftstoffen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz unterliegen.“

(vgl. Entwurf EBeV 2030, S. 50).

Nichts deutet daraufhin, dass die Regelung nicht in die in Kraft getretene Fassung des BEHG aufgenommen wurde, weil der Gesetzgeber seine Bewertung zur Möglichkeit einer Doppelförderung geändert hätte. Die Regelung scheint in Folge von Kritik von Interessengruppen abgeschwächt worden zu sein. Statt einem Ausschluss des Emissionsfaktors von Null ab Überschreiten der Obergrenze ist nun eine Evaluierung der Anwendbarkeit des Emissionsfaktors von Null in § 8 Absatz 7 EBeV 2030 vorgesehen.

⁴² „Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz“, abrufbar im Internet unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/entwurf-einer-verordnung-ueber-die-emissionsberichterstattung-nach-dem-brennstoffemissionshandelsgesetz-fuer-die-jahre-2023-bis-2030.pdf?blob=publicationFile&v=1>, zuletzt abgerufen am 13.05.2025.

2.3.1.2.2 Förderung nach dem EEG

Dass sich die Akzeptanz einer parallelen Förderung nicht auf das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor beschränkt, ergibt sich weiterhin aus der Begründung des Verordnungsgebers zur EBeV 2030.

§ 8 Absatz 2 des EBeV 2030 gibt für das Anlegen des Emissionsfaktors von Null für Biomasse-Brennstoffe, die keine Biokraftstoffe sind, eine Treibhausgasminderungsverpflichtung von 70 Prozent gegenüber einem Wert von 72g CO₂eq/MJ „abweichend von § 6 Absatz 2 Nummer 1 BioSt-NachV“ vor.

Der Verordnungsgeber wählte diesen Wert „*Ausgehend von der Annahme, dass die dem BEHG unterfallenden festen und gasförmigen Biomasse-Brennstoffe überwiegend in Anlagen eingesetzt werden, die bereits vor dem 1.1.2021 in Betrieb gegangen sind, [...]*“ (vgl. Begründung des Entwurfs zum EBeV 2030, S. 49). Aus diesem Grund sollte der niedrigere der beiden Treibhausgaseinsparungswerte nach § 6 Absatz 2 Satz 1 BioSt-NachV als Nachhaltigkeitsanforderung für den Emissionsfaktor von Null gewählt werden (vgl. Begründung des Entwurfs zum EBeV 2030, S. 49).

Emissionsfaktor von Null Auch dies macht deutlich, dass der Gesetzgeber hier unterstellte, dass das Biomethan in EEG-Anlagen verwendet werden würde, die grundsätzlich dem Anwendungsbereich der BioSt-NachV unterfallen und für die entsprechend die Geltendmachung einer EEG-Förderung angedacht ist.

In § 8 Absatz 2 EBeV 2030, der das Anlegen eines Emissionsfaktors von Null für Biomasse-Brennstoffe ermöglicht, die nicht als Biokraftstoff genutzt werden, sowie in § 8 Absatz 3 EBeV 2030 wird eine Nachweissystematik zur Einhaltung der materiellen Nachhaltigkeitsanforderungen etabliert, die sich von der Nachweissystematik unterscheidet, der EEG-Anlagenbetreiber hinsichtlich der Anforderungen der BioSt-NachV für eine Förderung nach dem EEG folgen müssen.

Zur Geltendmachung einer Förderung für aus Biomethan erzeugten Strom müssen die Anlagenbetreiber, deren Anlagen in den Anwendungsbereich der BioSt-NachV fallen, einen Nachhaltigkeitsnachweis im Sinne des § 10 BioSt-NachV ausstellen, der die Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen für den aus dem Biomethan erzeugten Strom belegt (vgl. § 7 Absatz 1 Nummer 1 BioSt-NachV). Zur Ausstellung des Nachhaltigkeitsnachweises ist entsprechend der Anlagenbetreiber als sogenannte letzte Schnittstelle nach § 2 Absatz 21 Nummer BioSt-NachV berechtigt.

In § 8 Absatz 2 Satz 6 EBeV 2030 ist wiederum geregelt, dass die Verantwortlichen nach dem BEHG zum Anlegen eines Emissionsfaktors von Null für Biomasse-Brennstoffe einen speziellen Nachweis aus der Datenbank der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung („BLE“) benötigen. Der Nachweis unterscheidet sich auch ausdrücklich von den Nachhaltigkeitsnachweisen nach § 10 BioSt-NachV (Begründung des Entwurfs zum EBeV 2030, S. 49). Die Nachweise sind weiterhin nicht vom Anlagenbetreiber der EEG-Anlage auszustellen, in der der Biomasse-Brennstoff verwendet wird, sondern von demjenigen, der den Biomasse-Brennstoff auf die zur Verbrennung erforderliche Qualitätsstufe aufbereitet (vgl. § 8 Absatz 3 EBeV 2030).

Die verschiedenen Arten Nachhaltigkeitsnachweise legen somit nahe, dass eine Förderung derselben Charge eines Biomasse-Brennstoffs sowohl im EEG als auch im BEHG ermöglicht werden soll.

Eine Entscheidung zwischen der Geltendmachung eines Emissionsfaktor von Null und einer Förderung nach dem EEG für eine Charge eines Biomasse-Brennstoffs war hier also offensichtlich nicht angedacht.

2.3.1.2.3 Förderung nach ReFuelEU-Aviation-Verordnung

Zwar ist teilweise eine Umsetzung der ReFuelEU-Aviation-Verordnung ins nationale Recht notwendig (vgl. Artikel 11 Absatz 1 ReFuelEU-Aviation-Verordnung), doch ist uns bisher kein entsprechender Entwurf für die nationale Umsetzung bekannt, sodass keine Rückschlüsse zur Einordnung des nationalen Gesetzgebers möglich sind.

2.3.2 Der Emissionsfaktor von Null und die kostenlose Zuteilung im Rahmen des TEHG und der EHV 2030

Im Rahmen der nationalen Umsetzung des europäischen Emissionshandelssystems EU-ETS 1 kommen zwei mögliche Ansatzpunkte für eine Förderung von Biomasse-Brennstoffen in Betracht.

Zum einen können Anlagenbetreiber ähnlich wie im nationalen Emissionshandelssystem nach BEHG und EBeV 2030 einen Emissionsfaktor von Null anlegen, wenn sie Biomasse-Brennstoffe bei einer Tätigkeit nach Anhang I zum TEHG nutzen (vgl. § 3 EHV 2030).

Zum anderen können Anlagenbetreiber grundsätzlich für in EEG-Anlagen aus Biomasse-Brennstoffen erzeugte Wärme kostenlose Zuteilungen von Emissionsberechtigungen nach § 9 Absatz 1 TEHG in Verbindung mit Artikel 10a Emissionshandelsrichtlinie geltend machen. Für den aus Biomasse erzeugten Strom besteht diese Möglichkeit nicht (vgl. Artikel 10a Absatz 1 Unterabsatz 2 Satz 2 Emissionshandelsrichtlinie).

2.3.2.1 Der Emissionsfaktor von Null und die kostenlose Zuteilung im Rahmen des TEHG und des EHV 2030 als Förderung

Der deutsche Gesetzgeber scheint die Möglichkeit, einen Emissionsfaktor von Null für Biomasse-Brennstoffe im Rahmen des EU-ETS 1 anzulegen, nicht als eine Förderung zu begreifen.

Die Möglichkeit für einen EEG-Anlagenbetreiber, kostenlose Zuteilungen von Emissionsberechtigungen für die Wärmeproduktion zu erhalten, ordnet der Gesetzgeber wiederum als Förderung ein.

Dies ergibt sich aus der Gesetzesbegründung zur ersten Fassung des TEHG.

Dem Gesetzgeber ist bewusst, dass der Einsatz von Biomasse-Brennstoffen den Anlagenbetreiber nicht zur Abgabe von Emissionsberechtigungen zwingt, und gleichzeitig für die produzierte Wärme kostenlose Zuteilungen von Emissionsberechtigungen geltend gemacht werden können. Weiter ist klar, dass der Anlagenbetreiber für den aus den Biomasse-Brennstoffen erzeugten Strom und die erzeugte Wärme einen Förderung nach dem EEG geltend machen kann. Als „Doppelförderung“ betrachtet der Gesetzgeber jedoch nur die parallele Geltendmachung kostenloser Zuteilungen und einer Förderung nach dem EEG:

„Da Anlagenbetreiber für Emissionen aus dem Einsatz von Biomasse keine Berechtigungen abgeben müssen, entfällt die Abgabepflicht genau in dem Umfang, in dem in der Anlage Biomasse eingesetzt wird. In diesem Zusammenhang wird in Artikel 6 das EEG angepasst, indem der Wert der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen auf den KWK-Bonus nach Anlage 3 des EEG angerechnet wird.“ (vgl. BR-Drs. 88/11, S. 78).

„[...] Durch diese Neuregelung können Anlagen vom Anwendungsbereich des TEHG erfasst sein, für deren Stromproduktion gleichzeitig ein Vergütungsanspruch nach dem EEG

besteht. Da Anlagen zur Stromproduktion im Emissionshandel der Vollauktionierung unterliegen und keine kostenlose Zuteilung von Berechtigungen erhalten, resultiert aus dieser Parallelität von TEHG und EEG grundsätzlich keine Doppelförderung.

Für Strom aus Biomasseanlagen, der in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt wird, enthält das EEG allerdings einen KWK-Bonus, der auch die in KWK erzeugte Wärmeproduktion aus Biomasse privilegiert. Im Emissionshandel erhalten Anlagen für ihre Wärmeproduktion eine kostenlose Zuteilung von Berechtigungen, der beim Einsatz von Biomasse aber keine entsprechende Abgabepflicht nach § 7 TEHG gegenübersteht. Zur Vermeidung einer unerwünschten Doppelförderung der Wärmeproduktion in EEG-Anlagen wird die Vergütungsstruktur des EEG dahingehend angepasst, dass bei einer Anlage, die für ihre in KWK erzeugte Wärme sowohl den KWK-Bonus als auch eine kostenlose Zuteilung erhält, der Wert der kostenlos zugeteilten Berechtigungen auf den KWK-Bonus angerechnet wird.“

(vgl. BR-Drs. 88/11, S. 120)

2.3.2.2 Unzulässigkeit einer Doppelförderung durch den Emissionsfaktor von Null und die kostenlose Zuteilung im Zusammenspiel mit diversen Fördersystemen

Nimmt man dennoch an, dass es sich bei der Möglichkeit, einen Emissionsfaktor von Null anzulegen, um eine Förderung handelt, kommt eine Doppelförderung mit den unter 1.1.3 beschriebenen Fördersystemen von vornherein nicht im Hinblick auf das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor in Betracht.

2.3.2.2.1 Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor

Eine Doppelförderung durch einen Emissionsfaktor von Null und die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Kontext des TEHG kommt im Hinblick auf Biokraftstoffe, die im System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor genutzt werden, nicht in Betracht.

Das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor fördert den Einsatz von Biokraftstoffen im Straßenverkehr. Die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff im Straßen- und Seeverkehr unterliegt nicht den emissionshandelspflichtigen Tätigkeiten im Sinne des Anhangs I des TEHG.

Der Kraftstoffeinsatz ist ausschließlich bei der Nutzung als Flugkraftstoff emissionshandelspflichtig nach dem TEHG (vgl. Anhang I TEHG).

Die ganz überwiegenden Argumente sprechen dafür, dass ein Einsatz von Biokraftstoffen im Luftverkehr nicht zur Minderung von Treibhausgasemissionen nach dem System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor genutzt werden kann.

Gegen die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen, die im Luftverkehrssektor eingesetzt werden, spricht zunächst, dass der Gesetzgeber neben dem System der Treibhausgasminderungspflicht im Verkehrssektor („THG-Quote“) ein dezidiertes System zum Anreiz eines höheren Anteils erneuerbarer Energien aus erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs in § 37a Absatz 2 und 4a BImSchG geschaffen hat („RFNBO-Quote“), das ausschließlich der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Flugverkehrssektor dient (vgl. § 37a Absatz 2 und 4a BImSchG).

Der Gesetzesbegründung zur Anpassung des BImSchG, mit der die Verpflichtung nach § 37a Absatz 2 und 4a BImSchG eingeführt wurde, lässt sich entnehmen, dass der Gesetzgeber das System der THG-Quote klar als System zur Minderung von THG-Emissionen im Verkehrssektor begreift und die RFNBO-Quote als dem Luftverkehrssektor zugehörig betrachtet:

„Zur Erreichung der Klimaschutzziele und Treibhausgasneutralität aller Sektoren bis 2050 muss auch im Flugverkehr eine Dekarbonisierung vorangetrieben werden. Um dieses Ziel zu erreichen, wird erstmals durch eine Mindestverpflichtung zum Inverkehrbringen ein Absatzmarkt für erneuerbare, alternative Flugturbinenkraftstoffe geschaffen, da der Einsatz dieser Kraftstoffe ohne Verpflichtung zunächst nicht stattfände und auch kein Anreiz zur Herstellung von Erzeugungskapazitäten für flüssige strombasierte Kraftstoffe entstehen würde. Zur Minimierung des Aufwandes für Wirtschaft und Verwaltung werden Verpflichtung und Vollzug für den Flugverkehr so ausgestaltet wie die bestehende Verpflichtung im Straßenverkehr.“

Ein weiteres Argument gegen die Anrechnung von im Luftverkehrssektor eingesetzten Biokraftstoffen auf die THG-Quote ist der Bezug zwischen dem Entstehen der Pflicht zur Erfüllung der THG-Quote und der RFNBO-Quote auf der einen Seite und der möglichen Optionen zur Erfüllung auf der anderen Seite.

Die Pflicht zur Erfüllung der THG-Quote wird für ein Unternehmen ausgelöst, „wenn es nach § 2 Absatz 1 Nummer 1 und 4 EnergieStG zu versteuernde Otto- und Dieselkraftstoffe in Verkehr bringt“.

Zu diesen die THG-Quotenverpflichtung auslösenden Kraftstoffen zählen Flugturbinenkraftstoffe nicht. Flugturbinenkraftstoffe sind Kraftstoffe im Sinne des § 2 Absatz 1 Nummer 2 und 3 EnergieStG.

Es scheint systemwidrig, wenn der Einsatz von Erfüllungsoptionen im Luftverkehrssektor zur Erfüllung der THG-Quote genutzt werden können soll, obwohl die THG-Quotenverpflichtung durch das Inverkehrbringen fossiler Kraftstoffe für den Straßenverkehrssektor ausgelöst wird.

2.3.2.2.2 Förderung nach dem EEG

Eine unzulässige Doppelförderung kommt aus Sicht des Gesetzgebers wie oben dargestellt nicht in Betracht.

Der Gesetzgeber betrachtet das Anlegen eines Emissionsfaktors von Null, wie aus der Gesetzesbegründung erkennbar ist, entweder bereits nicht als Förderung oder geht nicht von einer Unzulässigkeit einer Förderung durch einen Emissionsfaktor von Null für den Einsatz eines Biomasse-Brennstoffs und die gleichzeitige Geltendmachung einer Förderung nach dem EEG für aus dem Biomasse-Brennstoff erzeugten Strom und die erzeugte Wärme aus.

Für die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen hingegen hat der Gesetzgeber ein Risiko einer unzulässigen Doppelförderung identifiziert und die unzulässige Doppelförderung durch die Anpassung des EEG 2009 und des dort vorgesehenen KWK-Bonus verhindert, indem der KWK-Bonus im Umfang des Werts der für die Wärmeproduktion einer Anlage erhaltenen kostenlosen Zuteilungen verringert wurde.

2.3.2.2.3 Förderung für den Einsatz von Biomethan im GEG

Diesbezüglich verweisen wir auf die Ausführungen unter 4.3.1.2 zum GEG.

2.4 Unzulässigkeit einer Doppelförderung anhand des Maßstabs von Sinn und Zweck verschiedener Fördersysteme

Die rechtliche Analyse sowohl des europäischen Rechtsrahmens (3.2) als auch des nationalen Rechtsrahmens (3.3) hat ergeben, dass die überwiegenden Gründe dafürsprechen, im Nullemissionsfaktor von vornherein keine Förderung zu sehen. Hiervon ausgehend kann in der gleichzeitigen Gewährung des Nullemissionsfaktors für Biomethan, das zugleich für die

Treibhausgasminderung im Verkehrsbereich oder nach dem EEG gefördert wird, von vornherein keine Doppelförderung darstellen.

Vorsorglich für den Fall, dass der Nullemissionsfaktor doch als Förderung einzustufen wäre, soll im Folgenden gleichwohl geprüft werden, ob dann in den vorgenannten Fällen eine unzulässige Doppelförderung gegeben sein könnte.

Im Ergebnis führt die Analyse von Sinn und Zweck des Rechtsrahmens hier nicht zur Annahme, dass eine mögliche Doppelförderung durch einen Emissionsfaktor von Null im Rahmen der Emissionshandelssysteme als unzulässig zu betrachten wäre.

Dies jedenfalls, wenn man als Maßstab für die Unzulässigkeit unterstellt, dass diese gegeben ist, wenn eine Kumulation mehrerer Fördersysteme, die auf denselben Zweck gerichtet sind, zu einer Überkompensation des Zwecks führt.

Von einer Überkompensation des Zwecks wäre dann auszugehen, wenn die Doppelförderung zu einer Verschwendug öffentlicher Mittel führt, weil der verfolgte Zweck bereits durch eine Einfachförderung erreicht wird.

Für die Bewertung sind neben der Frage des Zwecks der einzelnen Systeme auch die Mechanismen der Systeme und ihre möglichen Wechselwirkungen zu betrachten.

2.4.1 Unzulässigkeit einer möglichen Doppelförderung unter Berücksichtigung der Betrachtung des Zwecks des nationalen Emissionshandels nach BEHG und EBeV 2030 und weiterer Fördersysteme

Eine Überkompensation desselben Zwecks scheint beim Anlegen eines Emissionsfaktors von Null im nationalen Emissionshandelssystem und bei der gleichzeitigen Berücksichtigung derselben Menge Biomethan in den hier betrachteten Systemen als fernliegend.

Zweck des nationalen Emissionshandelssystems ist es, eine Bepreisung solcher fossilen CO₂-Emissionen herbeizuführen, die nicht bereits im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems erfasst und bepreist werden (vgl. § 1 Satz 1 BEHG). Zielsetzung ist grundsätzlich, dass jede emittierte Tonne CO₂ bepreist wird. Es ging bei der Einführung des BEHG auch ausdrücklich darum, dass ein Emissionshandel für die Sektoren Wärme und Verkehr etabliert wird (vgl. BT-Drs. 20/3438 S.11).

Damit sollen die nationalen Klimaschutzziele einschließlich der Netto-Treibhausgasneutralität bei zum Jahr 2024, die Erreichung der Minderungsziele nach EU-Klimaschutzverordnung und eine Verbesserung der Energieeffizienz erreicht werden.

2.4.1.1 System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor

Das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrsbereich gemäß § 37a ff. BImSchG (im Folgenden auch „THG-Quotensystem“) dient zum einen dazu, das Erneuerbare-Energien-Ziel nach Artikel 25 RED II umzusetzen.

Das Erneuerbare-Energien-Ziel sieht vor, dass der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien im Verkehrssektor nach einem vom Mitgliedsstaat festgelegten Zielpfad bis 2030 „mindestens 14 % beträgt (Mindestanteil)“.

Neben dem Minderungsziel der RED II sollen mit dem deutschen THG-Quotensystem auch die Anforderungen zur Treibhausgasminderung nach der Lastenteilungsentscheidung Nr. 406/2009/EG („ESD“) und nach Artikel 4 Absatz 1 der Klimaschutzverordnung (EU) 2018/842 („ESR“) erfüllt werden, deren Verfehlung droht:

„Auch [aus] Artikel 3 Absatz 1 der Lastenteilungsentscheidung (Nr. 406/2009/EG – Effort Sharing Decision, ESD) und nach Artikel 4 Absatz 1 der EU-Klimaschutzverordnung (EU) 2018/842 (Effort Sharing Regulation, ESR) ergibt sich die Anforderung, weitergehende Treibhausgasminderungen im Verkehrssektor zu erzielen. Die ESR legt national verbindliche Ziele für die Sektoren außerhalb des EU-ETS fest. Die Ziele sind nach dem relativen BIP pro Kopf gestaffelt, sodass Deutschland einen deutlich überdurchschnittlichen Beitrag leisten muss. Deutschland verfehlt derzeit seine Effort-Sharing-Ziele und kann dieses Defizit bislang nur durch ungenutzte Emissionsrechte aus früheren Jahren ausgleichen. In Zukunft wird das aller Voraussicht nach nicht mehr möglich sein. Ein wichtiger Grund dafür sind die stagnierenden bzw. steigenden Treibhausgasemissionen aus dem Verkehrssektor. Daher besteht ein dringender Bedarf an mehr Klimaschutz im Verkehrsbereich. Die geplante Umsetzung der RED II verfolgt dieses Ziel. Dies gilt umso mehr mit Blick auf die deutlich schärferen Klimaziele für 2030 sowie die weitere Anhebung des 2030-Ziels auf 55% Treibhausgasminderung ggü. 1990, die auch einen zusätzlichen Beitrag des Verkehrssektors erfordern wird.“ (BT-Drs. 19/27435, S. 1f.).

Damit haben das nationale Emissionshandelssystem und das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor signifikante Überschneidungen.

Beide Systeme dienen der Erreichung von Klimaschutzz Zielen nach der ESR und damit der Senkung von Treibhausgasemissionen in Sektoren, die nicht vom EU-ETS umfasst sind.

Während der nationale Emissionshandel allerdings auf die Erreichung dieser Ziele in einer Vielzahl von Sektoren zielt, dient das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor ausschließlich der Erreichung der Ziele im Verkehrssektor.

Der Teilzweck des ausdrücklichen Erreichens eines bestimmten erneuerbaren Energien-Anteils im Verkehrssektor, wie von Artikel 25 RED II, vorgegeben, wird durch das nationale Emissionshandelssystem hingegen nicht verfolgt. Diese Zielsetzung besteht nur im Rahmen des Systems der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor.

Es lässt sich allerdings argumentieren, dass das Anlegen eines Emissionsfaktors von Null für Biomethan, das im Verkehrssektor eingesetzt wird, auch diesen Teilzweck quasi als notwendigen Zwischenschritt zur Senkung der Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr fördert, da die notwendigen Einsparungen durch bloße Verbesserungen der Energieeffizienz – induziert durch den nationalen Emissionshandel – zur Zielerreichung allein kaum ausreichen werden.

Es ist also vertretbar, dass der nationale Emissionshandel und das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor sich in Zweck und Zielsetzung (weitgehend) überschneiden.

Ob insoweit in der Praxis von einer Überkompensation auszugehen ist, ist allerdings unklar.

Das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor reizt die Nachfrage nach Biomethan an, indem es Biomethan als Erfüllungsoption zur Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten zulässt. Aufgrund der Vorgaben für die THG-Berechnung (einschließlich einer sog. Gülle-Gutschrift), der gesetzlich geregelten Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe und der strikten Obergrenze für Biokraftstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen erreicht das System dabei eine sehr zielgenaue Anreizwirkung, die sich im Grunde auf die Erzeugung von Biomethan aus Mist und Gülle beschränkt. Die finanziellen Anreize sind dabei, selbst in Zeiten niedriger „Quotenpreise“ derart groß, dass der Nullemissionsfaktor insoweit keinen messbaren, zusätzlichen Anreizeffekt haben dürfte. Zugleich wird der Nullemissionsfaktor für Biomethan für sich genommen niemals einen

hinreichenden Anreiz setzen, der sich tatsächlich auf den Absatz von Biomethan an Erdgastankstellen auswirkt. Auch wird der Nullemissionsfaktor niemanden dazu veranlassen z.B. Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen für den Verkehrssektor zu erzeugen oder im Verkehrssektor zu verwenden, da das THG-Quotensystem diese Option im Vergleich zum Einsatz von Biomethan aus Mist und Gülle völlig unattraktiv erscheinen lässt und die Nachfrage bzw. Vertankungskapazitäten ohnehin begrenzt sind.

Insoweit ist auch zu beachten, dass das THG-Quotensystem ein System der (relativen) Mengensteuerung – und nicht der Preissteuerung ist. Der Gesetzgeber legt hier die von den Verpflichteten zu erreichende Menge fest, indem er für jedes Verpflichtungsjahr einen bestimmten Prozentsatz festlegt, um den die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu einem Referenzwert zu mindern sind. Der Umfang der Verpflichtung bestimmt sich prozentual anhand der Treibhausgasemissionen, die einen Quotenverpflichteter durch das Inverkehrbringen von Otto- und Dieselkraftstoffen und von Erfüllungsoptionen wie Biomethan generiert hat (vgl. § 37a Absatz 4 Satz 2 BImSchG).

Das Instrument funktioniert daher als Mengensteuerung marktbasierter, d.h. der Preis für die THG-Quoten bildet sich im Markt. Die Preisbildung ist lediglich durch die Pönale von 600 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent begrenzt, die ein Quotenverpflichteter zahlen muss, wenn er seine Treibhausgasminderungspflichten nicht erreicht.

Der nationale Emissionshandel ist zumindest in der Einführungsphase hingegen eher als ein Instrument der Preissteuerung zu verstehen. Der Gesetzgeber legt den Preis in der Einführungsphase gesetzlich fest. Damit wird fossile Energie im Vergleich zu erneuerbarer Energie verteuert, aber es wird kein spezifischer Anreiz für die Erfüllung einer bestimmten Treibhausgasminderungspflicht gesetzt.

Dies wirft die Frage auf, ob im Fall zwei derart unterschiedlicher Systeme – hier eine zielgerichtete Mengensteuerung, die einen erheblichen Anreiz setzt, das gesetzlich festgelegte Mengenziel mit einer ganz bestimmten Art von Biomethan zu erzeugen, dort eine Preissteuerung mit vergleichsweise geringer, sich faktisch jedenfalls nicht auswirkender und in keiner Weise zielgerichteter Anreizwirkung – eine Überkompensation möglich ist.

Die ökonomischen Wechselwirkungen einer auf dasselbe Ziel gerichteten Mengensteuerung auf der einen und einer Preissteigerung auf der anderen Seite dürften im Regelfall eine Überkompensation ausschließen: Erhöht sich aufgrund der Preissteuerung die Menge, senkt dies aufgrund der hierdurch gestiegenen Menge den Preis, der sich im Rahmen der Mengensteuerung herausbildet. Und soll die Mengensteuerung zu einer hinreichenden Preissteigerung führen, bedarf es gerade keiner Preissteuerung; die Mengensteuerung würde das schon allein regeln. Am Ende führt die parallele Anwendung beider Instrumente nicht zu einer Überkompensation, sondern schlicht dazu, dass der kombinierte Effekt nicht größer ist als der Effekt, den die Mengensteuerung für sich genommen hätte.

Diese eher wirtschaftswissenschaftliche Fragen, die sowohl Governance als auch Rechtsfolgenabschätzung betreffen, können wir im Rahmen dieses Rechtsgutachtens nicht vertieft betrachten. Aus rechtlicher Sicht erscheint es aber nahe zu liegen, das Vorliegen einer Überkompensation nur dann zu bejahen, wenn die Kombination der Maßnahmen tatsächlich zu einer Überförderung der Zielerreichung führen. Dies erscheint uns in diesem Fall sowohl in der konkreten Betrachtung als auch aufgrund allgemeiner Überlegungen fraglich.

Davon abgesehen geht mit der Kombination des Nullemissionsfaktors und der THG-Quoten auch keine Verschwendungen öffentlicher Mittel einher: Der Nullemissionsfaktor verringert zwar die Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten nach dem BEHG, verringert aber

zugleich die Kosten für die Verbraucher, die letztlich für die Kosten des BEHG aufzukommen haben. Bereits vor diesem Hintergrund erscheint es wenig überzeugend, in dem Umstand, dass für das im Verkehrssektor für die Erfüllung der THG-Quoten genutzte Biomethan der Emissionsfaktor von Null gewährt wird, eine Verschwendug öffentlicher Mittel zu sehen. Auch die Anrechnung von nachhaltigem Biomethan im THG-Quotensystem verschwendet keine öffentliche Mittel. Im Quotensystem werden schließlich keine Emissionszertifikate verkauft, sondern es wird eine gesetzliche Minderungspflicht mit einer abschreckend hohen Pönale abgesichert. Diese Pönale liegt mit 600 Euro je Tonne CO₂-Äquivalents, um das die Minderungspflicht verfehlt wird, weit höher als selbst der teuerste Quotenpreis.

Dass es sich nicht um eine unzulässige Doppelförderung handelt, zeigt auch eine Art „Gegenprobe“: Um eine befürchtete Doppelförderung auszuschließen, gäbe es zwei verschiedene Möglichkeiten. Zum einen könnte Biomethan, für das der Nullemissionsfaktor gewährt wird, von der Erfüllung der Treibhausgasminderungspflichten ausgenommen werden. Zum anderen könnte der Nullemissionsfaktor solchem Biomethan vorbehalten werden, das nicht für die Erfüllung der Treibhausgasminderungspflichten genutzt wird.

Die erstgenannte Regelung hätte zur Folge, dass Biomethan als Erfüllungsoption im Verkehrsbereich insgesamt wegfällt. Dies würde die Treibhausgasminderungsziele im Verkehrssektor womöglich insgesamt gefährden, jedenfalls aber müssten sich die Quotenverpflichteten dann für andere, teurere Erfüllungsoptionen entscheiden. Im Ergebnis würden sich die Kosten für die Verbrauer erhöhen. Zugleich würde ein wichtiger Absatzmarkt für Biomethan wegfallen und es würde schlicht weniger Biomethan produziert werden. Es ist nicht ersichtlich, welche Vorteile dies hätte und inwieweit sich dadurch öffentliche Mittel sparen ließen.

Die zweite Regelung hätte zur Folge, dass die Tankstellenbetreiber, die mit dem Inverkehrbringen des Biomethans Treibhausgasminderungspflichten erfüllen, hierfür zugleich Emissionszertifikate abgeben müssten. Dies würden die Tankstellenbetreiber bzw. die Biomethanhändler und -produzenten angesichts der hohen Erlöse aus dem Quotenhandel vermutlich in Kauf nehmen. Allerdings müssten sie die Kosten für die Emissionszertifikate dann entweder auf den gegenüber den Endkunden abgerechneten Preis aufschlagen oder – sofern sie das Biomethan zum gleichen Preis wie zuvor verkaufen möchten – einen höheren Quotenpreis verlangen. Der höhere Quotenpreis hätte dann womöglich zur Folge, dass Biomethan als Erfüllungsoption unattraktiver wird als andere Erfüllungsoptionen, jedenfalls aber sich die von den quotenverpflichteten Mineralölkonzernen gegenüber den Endkunden abgerechneten Preise für Diesel und Benzin erhöhen. Das Gesamtergebnis ist immer dasselbe: Der Staat mag mehr Emissionszertifikate verkaufen, dafür werden aber die Verbraucher stärker belastet; die Zielerreichung bleibt gleich.

Ein Vorteil gegenüber einer vollständigen Abschaffung des Nullemissionsfaktors ist gleichfalls nicht zu sehen: Im Verkehrsbereich gäbe es dann immer noch die THG-Minderungspflichten, die irgendwie erfüllt würden (gleiche Zielerreichung zu höheren Kosten); im Gebäudebereich würde weniger Biomethan eingesetzt werden, die Kosten für die Endkunden wären höher und der Staat hätte höhere Einnahmen (geringere Zielerreichung und dafür weniger Kosten). Mit der Frage einer (unzulässigen) Doppelförderung hat das alles demnach nichts zu tun.

2.4.1.2 EEG

Ziel des EEG ist es im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Zur Erreichung dieses Ziels soll der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland

einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Bundesgebiet) auf mindestens 80 Prozent im Jahr 2030 gesteigert werden (vgl. § 1 Absatz 1 und 2 EEG 2023)

Die Bepreisung von CO₂ Emissionen nach dem BEHG dient nicht unmittelbar der Erreichung eines erneuerbaren Energien-Ziels im Stromsektor aber kann durch die Ausnahme nachhaltiger Energieträger von der CO₂-Bepreisung durch den Emissionsfaktor von Null grundsätzlich denselben Zweck erfüllen, indem die Verwendung eines solchen biogenen Energieträgers im Vergleich zur Nutzung eines fossilen CO₂-bepreisten Energieträgers wirtschaftlich zunehmend attraktiver wird.

Eine Überschneidung und damit einer Überkompensation des mit den Systemen verfolgten Zwecks scheint damit zunächst nicht ausgeschlossen.

Auf Grund des Fördermechanismus des EEG scheint eine solche Überkompensation jedoch abwegig.

Das EEG etabliert eine Zusicherung von Förderung für Anlagen, die Biomethan einsetzen, ab dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme für einen Zeitraum von 20 Jahren. Ziel ist es, dem EEG-Anlagenbetreiber eine sichere Investition in die EEG-Anlage zu ermöglichen. Pro eingespeister kWh Strom aus Biomethan erhält der Anlagenbetreiber eine gesetzlich festgelegte oder im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung ermittelte Förderung (entweder in Form der sog. Einspeisevergütung oder in Form einer Marktpremie, die die Preisdifferenz zwischen Einspeisevergütung und Marktpreis kompensiert).

Dadurch, dass die Nutzung von Biomethan durch das Anlegen eines Emissionsfaktors von Null im Vergleich zur Nutzung eines alternativen fossilen Energieträgers attraktiver wird, ändert sich für den EEG-Anlagenbetreiber jedoch nichts, da ein Ausweichen auf einen fossilen Energieträger schlichtweg nicht möglich ist bzw. zum Wegfall der Förderung führen würde.

Würde kein Emissionsfaktor von Null für Biomethan mehr gewährt, würde vielmehr der gegenteilige Fall eintreten und der Förderungszweck des EEG könnte unterlaufen werden, da sich die Stromerzeugung angesichts eines weiteren Kostenfaktors für den EEG-Anlagenbetreiber bei Einkauf des Biomethans ggfs. nicht mehr lohnt.

Die Verstromung von Biomethan in neuen Anlagen wird gegenwärtig nur noch über die im EEG vorgesehenen Ausschreibungen gefördert. Ein gesetzlicher Vergütungsanspruch ist nicht länger vorgesehen, auch nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung, die unterhalb der Leistungsschwelle liegt, ab der die Teilnahme an den Ausschreibungen für andere Biomasseanlagen verpflichtend vorgesehen ist (vgl. § 42 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023). Bei den Ausschreibungen handelt es sich wiederum um ein Instrument der Mengensteuerung. Das Ausschreibungsvolumen, sprich: die insgesamt nach dem EEG zu fördernde „installierte Leistung“ – im Grunde eine Chiffre für die Anzahl und Größe neuer Biomethan-BHKW - ist gesetzlich festgelegt. Der Preis bzw. die Förderhöhe wird dann in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt, wobei sich die Gebote auf die Höhe der je Kilowattstunde gewährten gleitenden Marktpremie für einen Zeitraum von 20 Jahren beziehen.

Das vom nationalen Emissionshandel ausgehende Preissignal fließt unmittelbar in die Gebote der Anlagenbetreiber ein: Je nachdem, ob der Nullemissionsfaktor gewährt wird, können die Anlagenbetreiber ein höheres oder ein niedrigeres Gebot abgeben. Eine Überkompensation im Sinne einer Mittelverschwendungen erscheint damit im Grunde ausgeschlossen: Fällt die „Förderung“ durch den Nullemissionsfaktor weg, erhöhen sich zwangsläufig die Ausgaben für die EEG-Förderung.

2.4.2 Unzulässigkeit einer möglichen Doppelförderung unter Berücksichtigung der Betrachtung des Zwecks des EU-ETS 1 nach TEHG und weiterer Fördersysteme

Eine Überkompensation desselben Zwecks scheint bei Gewährung eines Emissionsfaktors von Null im Rahmen des EU-ETS 1 nach TEHG und EHV 2030 bei der gleichzeitigen Berücksichtigung der selben Menge Biomethan in den hier betrachteten Systemen als fernliegend.

Zweck des EU-ETS 1 ist es, zum weltweiten Klimaschutz beizutragen, indem durch eine Bepreisung von fossilen Treibhausgasemissionen, die durch bestimmte Tätigkeiten verursacht werden, eine kosteneffiziente Verringerung von Treibhausgasemissionen herbeizuführen (vgl. § 1 Satz 1 TEHG).

2.4.2.1 System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor

Das System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor zielt darauf ab den Erneuerbare-Energien Anteil im Verkehrssektor zu erhöhen und Treibhausgasminderungsziele im Verkehrssektor zu erreichen.

Der Einsatz von Biomethan im Straßenverkehr zählt nicht zu den vom EU-ETS 1 erfassten Tätigkeiten, sodass insoweit bereits keine Überschneidung des Anwendungsbereichs der beiden Systeme besteht (dazu unter 4.2.2.2.).

2.4.2.2 EEG

Ein Emissionsfaktor von Null für den Einsatz von Biomethan in EEG-Anlagen nach dem TEHG und eine Parallelität des Emissionsfaktors von Null und einer Förderung des aus derselben Menge Biomethan erzeugten Stroms kommt in Betracht, wenn eine EEG-Anlage nicht bereits nach § 2 Absatz 5 Nummer 2 TEHG aus dem Anwendungsbereich des TEHG ausgeschlossen ist. Dies ist der Fall, wenn in einer EEG-Anlage ihrer Genehmigung nach auch außerhalb der Zwecke der Zünd- und Stützfeuerungen nicht erneuerbare Energieträger eingesetzt werden dürfen.

Liegt ein solcher Fall vor und wird die Anlage in einem sog. alternierenden Betrieb mit Biomethan und fossilem Erdgas betrieben, käme eine Doppelförderung mithin in Betracht.

Auch die Ausklammerung der Vielzahl der EEG-Anlagen aus dem Anwendungsbereich des TEHG an sich könnte als Förderung betrachtet werden und so zu einer Doppelförderung führen.

Eine Überkompensation desselben Zwecks durch eine gleichzeitige Privilegierung im EEG und im System des EU-ETS 1 scheint hier jedoch abwegig.

Der Zweck des EEG ist es eine nachhaltige und treibhausgasneutrale Stromversorgung herbeizuführen (vgl. § 1 Absatz 1 EEG 2023).

Eine gewisse Überschneidung des Zwecks der beiden Systeme ist also gegeben. Auch wenn das System des EU-ETS 1 nicht singulär auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien Stromsektor zielt, ist die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Stromsektor eine der Varianten zur Verringerung der Treibhausgasintensität in diesem Sektor.

Eine Überkompensation dieses Zwecks durch eine Ausklammerung der Bepreisung von THG-Emissionen für Biomethan, dass zur EEG-geförderten Stromerzeugung genutzt wird, scheint allerdings ausgeschlossen.

Hierzu sei auf die Ausführungen unter 3.3.1 verwiesen im Hinblick auf den nationalen Emissionshandel. Eine Bepreisung von Emissionen war bei der Gestaltung der EEG-Förderung

nie vorgesehen und ihre Einführung würde daher einen Gegenanreiz zur EEG-Förderung schaffen.

2.4.3 Unzulässigkeit einer möglichen Doppelförderung unter Berücksichtigung der Betrachtung des Zwecks des nationalen Emissionshandels und des EU-ETS 1 nach TEHG und der Förderung, die außerhalb des Bundesgebiets für importiertes Biomethan gewährt wird

Nach der beispielhaften Analyse des Rechtsrahmens verschiedener EU-Mitgliedstaaten und des Vereinigten Königreichs haben sich keine klaren Hinweise darauf ergeben, dass eine der dort für die Biomethanerzeugung gewährte Förderung daran geknüpft wäre, dass die biogene Eigenschaft „verbraucht“ wird. Demnach dürfen sich die Käufer des in den analysierten Staaten erzeugten Biomethans auch in Deutschland darauf berufen, dass es sich bei dem importierten Gas um Biomethan handelt. Es gibt demnach keine Anhaltspunkte für eine unzulässige Doppelvermarktung.

Weiter können alle Förderungen, die daran geknüpft sind, dass das Biomethan bereits im europäischen Ausland verbraucht wird, bei der hier zu prüfenden Fragestellung von vornherein außer Betracht bleiben. Maßnahmen zur (inländischen) Absatzförderung und der in dem jeweiligen Staat eingeführte Emissionshandel (sei es nun ein nationaler Brennstoffemissionshandel oder der anlagenbezogene EU ETS 1) bedürfen daher keiner näheren Betrachtung. In die Betrachtung einbezogen werden müssen nur solche Maßnahmen, die weiter „vorne“ in der Wertschöpfungskette ansetzen, z.B. eine Einspeiseförderung für die die Einspeisung von Biomethan oder Investitionskostenzuschüsse für die Anlagen zur Erzeugung von Biomethan.

Der in Deutschland angesetzte Nullemissionsfaktor würde aber nach dem von uns entwickelten Maßstab auch insoweit nur dann eine unzulässige Doppelförderung darstellen können, wenn diese bzw. eine vergleichbare Präferenzbehandlung bei der Bemessung bzw. Ermittlung der für die Biomethanerzeugung oder -einspeisung gewährten Förderung keine Berücksichtigung gefunden hätte. Eine unzulässige Doppelförderung käme daher nur in Betracht, wenn der Drittstaat die in Deutschland geltende Präferenzbehandlung nicht bedacht hätte oder davon ausgegangen sein sollte, dass diese nicht in Anspruch genommen werden kann oder darf, und die Förderung der Biomethanerzeugung oder -einspeisung als ausreichenden Anreiz sieht. Ein Anhaltspunkt hierfür könnte dann vorliegen, wenn der Drittstaat im eigenen nationalen Rechtsrahmen einen Nullemissionsfaktor kennt und solches Biomethan, das bereits auf der Erzeugungsseite gefördert worden ist, hiervon ausnimmt.

Es lässt sich im Ergebnis allerdings nicht feststellen, ob die jeweiligen Gesetzgeber in den Drittstaaten die Möglichkeit, dass das Biomethan in Deutschland genutzt wird und dabei im nationalen deutschen Emissionshandel und im EU ETS 1 mit dem Emissionsfaktor von Null bewertet wird, bedacht hat. Dass Biomethan im Rahmen des EU ETS 1 in den EU-Mitgliedstaaten mit einem Emissionsfaktor von Null bewertet wird, dürfte allerdings durchaus bekannt sein. Zudem dürften auch die Gesetzgeber anderer Mitgliedstaaten davon ausgehen, dass ins Ausland exportiertes Biomethan dort in einem etwaigen Brennstoff-Emissionshandel oder im Energiesteuerrecht anders behandelt wird als fossile Energie.

Auf der anderen Seite steht auch aus Sicht der Bundesregierung kein Grund für die Annahme, dass der Nullemissionsfaktor für Biomethan, der – wie in diesem Gutachten aufgezeigt, eher ein Reflex aus der gewünschten Internalisierung der externen Kosten fossiler Energieträger, denn eine Förderung ist – einen messbaren Anreiz für den Import ausländischen Biomethans setzt.

Eine Überkompensation des Zwecks ist nicht gegeben, weil mit dem Nullemissionsfaktor kein über die Verteuerung der bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehenden CO₂-Emissionen (und nur dieser) hinausgehender Zweck verbunden ist, während die untersuchten ausländischen Fördersysteme jeweils spezifische Zwecke verfolgen.

3 Gesetzlicher Anpassungsbedarf oder Anpassungsbedarf in der Vollzugspraxis

3.1 Gesetzlicher Anpassungsbedarf

Da ein geringes Risiko einer unzulässigen Doppelförderung durch die Nutzung eines Emissionsfaktors von null für Biomethan, das anderweitig gefördert wird, identifiziert wurde, besteht insoweit nicht zwingend ein Anpassungsbedarf des nationalen Rechtsrahmens.

Der nationale Rechtsrahmen ermöglicht es aktuell, dass eine Menge Biomethan, die im Rahmen eines der Fördersysteme in Deutschland genutzt wurde, ebenfalls einen Emissionsfaktor von Null im Rahmen der Emissionshandelssysteme erhält.

3.2 Anpassungsbedarf in Vollzugspraxis

Nach der aktuellen Vollzugspraxis ist es möglich für Biomethan, das in Deutschland erzeugt wurde und in einem anderen Fördersystem genutzt wird, einen Emissionsfaktor von Null geltend zu machen. Insoweit bedarf es keiner Änderung der Vollzugspraxis.

Im Hinblick auf Biomethan aus dem Ausland finden sich folgende Abschnitte in den Leitfäden der DEHSt zum nationalen Emissionshandelssystem und dem EU-ETS 1:

„[...] Sofern ein Nachhaltigkeitsnachweis für Biomethan aus dem Ausland aus einem ausländischen Register in die Datenbank Nabisy übertragen werden soll, ist eine Ausbuchung aus dem abgebenden Register notwendig. Ein gültiger Nachhaltigkeitsnachweis bestätigt zudem, dass das Biomethan zuvor noch in keinem anderen (ausländischen) Fördersystem anerkannt wurde. Aus Sicht der DEHSt ist so eine unzulässige Doppelförderung ausgeschlossen.“

(vgl. Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO2-Emissionen, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Stand Mai 2024, S. 63).

„Auch Biomethan aus dem Ausland muss bei energetischer Nutzung RED II-Kriterien erfüllen. Ein gültiger Nachhaltigkeitsnachweis nach § 3 Absatz 1 EHV aus der Datenbank Nabisy ist daher auch für importiertes Biomethan vorzulegen. Technisch kann in Nabisy ein Nachhaltigkeitsnachweis aus dem Ausland auf ein aktives deutsches Konto in Nabisy gebucht werden. Für Einzelheiten zu diesen Transaktionen ist Kontakt mit der BLE aufzunehmen. Aus Sicht der DEHSt ist durch die Vorlage eines gültigen Nachhaltigkeitsnachweises eine unzulässige Doppelförderung ausgeschlossen, denn der gültige Nachhaltigkeitsnachweis bestätigt, dass das Biomethan zuvor noch in keinem anderen (ausländischen) Fördersystem anerkannt und dazu entwertet wurde.“

(vgl. Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen und Emissionsberichten für stationäre Anlagen, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Stand September 2024, S. 87)

Da die besseren Argumente dafür sprechen, dass der Emissionsfaktor von Null in den Emissionshandelssystemen keine Förderung darstellt, bedarf es keines Verweises darauf, dass durch die Vorlage der Nachhaltigkeitsnachweise eine unzulässige Doppelförderung vermieden werden kann.

Die hervorgehobenen Sätze in den Fundstellen der Leitfäden können daher entfallen.

Es wäre möglich aber nicht notwendig die Leitfäden klarstellend um einen eigenen Abschnitt zur Unzulässigkeit von Doppelförderungen zu ergänzen, in dem dargestellt wird, dass die DEHSt unter Bezugnahme auf die aktuelle Monitoring-Verordnung davon ausgeht, dass auch eine bereits anderweitig geförderte Menge Biomethan einen Emissionsfaktor von Null erhalten kann, weil eine unzulässige Doppelförderung nicht zu befürchten ist, wenn der Emissionsfaktor von Null bereits nicht als Förderung einzuordnen ist.

4 Quellenverzeichnis

Im Internet aufrufbare Reports und Berichte

Department for Business, Energy & Industrial Strategy (Hrsg.) (2021): Future Support for Low Carbon Heat & The Green Gas Levy. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60521e7ae90e07527ad40193/green-gas-levy-future-support-low-carbon-heat-govt-response.pdf> (13.05.2025)

Deutsche Emissionshandeslstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (Hrsg.) (2025): Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen. https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2023-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (13.05.2025)

Eden, A. (2018), Bio-Methane Support Policy in France. <https://www.euki.de/wp-content/uploads/2018/09/fact-sheet-bio-methane-support-policy-fr.pdf> (13.05.2025)

Emprin, L.; Toop, G.; Yordanova, S.; Alberici, S.; Cihlar, J. (2022): Manual for National Biomethane Strategies. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies_Gas-for-Climate.pdf (13.05.2025)

Green Gas Certification Scheme (Hrsg.): Scheme Rules (Version 3). <https://www.greengas.org.uk/pdf/scheme-rules-3.pdf> (13.05.2025)

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Hrsg.) (2019): Integraal Nationaal Energie- en Klimaatplan 2021-2030. <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-d5298e21-e4c7-476d-822c-d713cb38a71e/pdf> (13.05.2025)

Nederlandse Emissieautoriteit (Hrsg.): Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2023. <https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/publicatie/2024/06/14/rapportage-hernieuwbare-energie-voor-vervoer-in-nederland-2023> (13.05.2025)

Netherlands Enterprise Agency (Hrsg.) (2023): SDE ++ 2023 Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition. <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2023-09/BrochureSDE2023English.pdf> (13.05.2025)

Ofgem (Hrsg.) (2024): Guidance Green Gas Support Scheme Guidance v2.0. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-06/GGSS_Guidance_v2.0.pdf (13.05.2025)

Scharf, J.; Graham, V.: Annual Report 2022. https://www.greengas.org.uk/images/upload/news_78_GGCS-Annual-Report-2022.pdf (13.05.2025)

Tercinier, P.; Degonfreville, A.; Guyot, T.; Bouvet, C.: European Biomethane Benchmark. https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2022-05/Sia%20Partners%20Benchmark%20Europe%20Biomethane.pdf (13.05.2025)

Internetadressen

Drent, M.: SDE++ Voor Opwekking Groen Gas Door Vergisting. <https://subvention.nl/agrarisch/sde-voor-opwekking-groen-gas-door-vergisting/> (13.05.2025)

Energinet.dk (Hrsg.): Oprindelsesgarantier for vedvarende el. <https://energinet.dk/el/gron-el/el-oprindelsesgarantier/> (13.05.2025)

Energistyrelsen (Hrsg.): Standardfaktorer for brændværdier og CO₂-emissionsfaktorer til brug for rapporteringsåret 2024. <https://ens.dk/globalt-samarbejde/stationære-produktionsenheder/co2-rapportering-og-returnering> (13.05.2025)

Green Gas Certification Scheme (Hrsg.): An introduction to the Green Gas Certification Scheme.

<https://www.greengas.org.uk/scheme> (13.05.2025)

Ministerie van Klimaat en Groene Groei (Hrsg.): Duurzame energie-infrastructuur.

<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/duurzame-energie-infrastructuur> (13.05.2025)

VertiCer (Hrsg.): Garanties van Oorsprong. <https://verticer.eu/nl/garanties-van-oorsprong/> (13.05.2025)