

F Fazit und Ausblick

Die erörterte Entscheidung des OVG Lüneburg wirft die Frage auf, ob und ggf. inwieweit im Falle des Zubaus von WEA in unmittelbarer Nähe von (älteren) Bestandsanlagen eine avifaunistische Neukartierung auch der Bestands-WEA gemäß aktuellen Vorgaben geboten sein kann⁵⁶. Der 12. Senat scheint dies im Einzelfall für möglich zu erachten, gibt aber Projektierern und der Genehmigungspraxis wenig konkrete Anhaltspunkte dafür, unter welchen Voraussetzungen bei einem Erweiterungsvorhaben tatsächlich auch für den Bestandspark zwingend – sei es im Rahmen einer UVP, sei es im Rahmen der artenschutzrechtlichen Prüfung – eine für den Projektierer regelmäßig extrem kosten- und zeitaufwändige Kartierung geboten ist und ob bzw. inwieweit diese sodann auch in die artenschutzrechtliche Bewertung Eingang finden muss. Stattdessen wirft das OVG mehrere Fragen auf und gibt der Genehmigungspraxis damit teils „eher Steine statt Brot“, was aber immerhin auch Spielräume für das ausstehende Hauptsacheverfahren belässt. Jedenfalls erscheint es nach hier vertretener Ansicht geboten, dass die künftige Rechtsprechung bei den praktisch häufig auftretenden Fällen des Zubaus von weiteren WEA im Hinblick auf die Bestimmung des naturschutzfachlichen Untersuchungsrahmens – erstens – die Vorgaben des UVPG beachtet (das nur eine Berücksichtigungspflicht des Bestandsvorhabens als Vorbelastung kennt, indes keine Untersuchungspflicht für den Altpark). Zweitens gilt es, sich an materiell-rechtlichen Vorgaben zu orientieren: Neukartierungen und sonstige avifaunistische Erfassungen bezogen auf den Bestandspark dürften danach jedenfalls im Regelfall nicht erforderlich sein, um die artenschutzrechtliche Bewertung der Auswirkungen des Zubaus auf die örtliche Avifauna sachgerecht vornehmen zu können. Denn materiell-rechtlich kommt es maßgeblich allein auf Auswirkungen des neu beantragten Vorhabens und nicht auf solche des Bestandspark an. Dasselbe gilt, wie dargestellt, für die UVP.

Damit ist abschließend nochmals auf ein schon oben ausführlicher zitiertes jüngeres Urteil des 7. Senats des Bundesverwaltungsgerichts zur Abgrenzung von Verfahrens- und materiell-inhaltlichen Fehlern zurückzukommen⁵⁷. Pointiert formuliert: Das UmwRG in seiner heutigen Fassung mag aus Sicht des Rechtsbehelfsführers dazu einladen, aus jedem inhaltlichen Einwand zugleich auch einen Verfahrenseinwand zu konstruieren. Dem tritt das Bundesverwaltungsgericht dort erfreulicherweise entgegen. Nach dieser Rechtsprechung dürfte sich auch der hiesige Einwand des Umweltverbandes, „kumulierende Auswirkungen“ seien einzubeziehen, der Sache nach als ein materiell-inhaltlicher Einwand entpuppen (betreffend das Artenschutzrecht). In Rede steht danach womöglich gar kein Verstoß gegen das UVPG. Im Hauptsacheverfahren wird sich folgerichtig das OVG Lüneburg absehbar weniger unter dem Blickwinkel des UVPG, sondern – richtigerweise – unter demjenigen der Zugriffsverbote zum Thema der „kumulierenden Auswirkungen“ äußern. Dies deutet auch der 12. Senat selbst an, wenn er ganz am Ende der hier besprochenen Entscheidung explizit die Frage aufwirft, „ob das Verwaltungsgericht die von ihm beanstandeten Unzulänglichkeiten der Bestandserfassung der Avifauna zutreffend als solche gerade der Umweltverträglichkeitsprüfung eingeordnet hat.“ Diese Perspektivkorrektur kann freilich am Ergebnis nichts ändern: Die vorliegenden Bestandserfassungen allein für den Zubau genügen zur abschließenden Bewertung der naturschutzrechtlich aufgeworfenen Fragen!

56. OVG Münster, Beschluss v. 08.02.2018 – 8 B 1620/17 [näher Fn. 13] sah das grundsätzlich ähnlich wie das OVG Lüneburg, ging aber letztlich davon aus, dass mögliche „kumulative Wirkungen“ entsprechend der dort nachgeholten Dokumentation doch bereits ursprünglich hinreichend erfasst gewesen waren.

57. BVerwG, Urteil v. 28.11.2017 – BVerwG 7 A 3.17, siehe oben unter 4.a).

Neue Impulse für die Treibhausgasminderung im Verkehrsbereich

RA Burkhard Hoffmann und RA Dr. Hartwig von Bredow*

Seit Beginn des Jahres 2018 gelten neue Bestimmungen für die Treibhausgasminderungspflichten im Kraftstoffsektor. Während nach den bisherigen Regelungen nur vergleichsweise wenige Biokraftstoffarten auf die Minderungspflichten angerechnet werden konnten, ist die Erfüllung der Treibhausgasminderungspflichten seit Inkrafttreten der 37. und 38. BImSchV auch durch Inverkehrbringen weiterer, erneuerbarer und auch fossiler Kraftstoffe möglich. Das Quotensystem ist damit geöffnet für weitere Biokraftstoffe, aber auch für konventionelle Kraftstoffe wie Autogas (LPG (Liquefied Petroleum Gas)), komprimiertes Erdgas (CNG (Compressed Natural Gas)), Flüssigerdgas (LNG (Liquefied Natural Gas)) und strombasierte Kraftstoffe (Wasserstoff und synthetisches Methan) oder auch für den in der Elektromobilität verwendeten Strom. Die Neuregelungen bieten vielen gegenwärtigen und künftigen Marktteilnehmern neue Vermarktungsoptionen. Der vorliegende Beitrag soll einen Überblick über die im Verkehrssektor geltende Treibhausgasminderungspflicht und die wesentlichen Neuerungen durch die 37. und 38. BImSchV sowie über Schwierigkeiten bei der praktischen Anwendung bieten.

A Einleitung

Der Verkehrssektor ist in Deutschland noch vor der Industrie und den Privathaushalten der größte Energieverbraucher. Dabei ist der Energieverbrauch im Verkehrssektor im Vergleich zu 1990 um ca. 13 Prozent gestiegen.¹ Gleichzeitig ist der Anteil an erneuerbaren Energien mit ca. 5,2 Prozent weiterhin gering.² Allerdings soll dieser Anteil bis 2020 nach europarechtlichen Vorgaben im Verkehrssektor auf 10 Prozent steigen.³ Nach dem Klimaschutzplan der Bundesregierung sollen die Emissionen des Verkehrssektors bis zum Jahr 2030 um ca. 40 Prozent im Vergleich zu 1990 sinken.⁴ Für das Erreichen dieser durchaus ambitionierten Klimaziele ist eine drastische Reduzierung der aus dem Verkehrssektor resultierenden Treibhausgase unerlässlich.⁵

Ein zentrales Instrument für die Reduzierung von Treibhausgasen im Verkehrssektor ist die Treibhausgasminderungspflicht (auch Treibhausgasminderungsquote genannt). Die Treibhausgasminderungsquote verpflichtet die Mineralölindustrie die jährlichen Treibhausgasemissionen um einen bestimmten Prozentsatz zu mindern. Erstmals wurde im Jahr 2003 auf europäischer Ebene in der sog.

* Burkhard Hoffmann ist Rechtsanwalt, Hartwig von Bredow Rechtsanwalt und Partner in der auf das Energierecht spezialisierten Anwaltskanzlei von Bredow Valentin Herz mit Sitz in Berlin.

1. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2017, Stand: Juli 2018, Tabelle 6.4.

2. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: August 2018, S. 5, Tabelle 2.

3. Art. 3 Abs. 4 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

4. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Klimaschutzplan 2050 Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Stand: November 2016, S. 33, Tabelle 2.

5. Zum Marktpotenzial für erneuerbare Gase siehe, Anders, Mit grünen Gasen können die Energiewendeziele in allen Sektoren erreicht werden, Die Gemeinde (BWGZ), 2018, S. 502 ff.

Biokraftstoffrichtlinie⁶ ein stetig steigender Mindestanteil an Biokraftstoffen im Verkehrssektor vorgeschrieben. Daraufhin setzte die Bundesrepublik Deutschland diese Vorgaben mit dem zum 1. Januar 2007 in Kraft getretenen Biokraftstoffquotengesetz um.⁷ Bis zum Jahr 2014 musste die Mineralölindustrie Biokraftstoffe im Umfang von mindestens 6,25 Prozent der insgesamt in Verkehr gebrachten Kraftstoffmenge in Verkehr bringen.

Zum Jahr 2015 wurde das Quotensystem von einer Biokraftstoffquote auf eine Treibhausgasreduzierungsquote umgestellt.⁸ Vorgeschrieben ist seitdem nicht mehr das Inverkehrbringen eines bestimmten Anteils von Biokraftstoffen. Nunmehr müssen Unternehmen, die Otto- und Dieselmotoren in Verkehr bringen, durch das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen eine bestimmte Treibhausgasreduzierung, gemessen an den spezifischen Treibhausgasemissionen des Verpflichteten, erreichen. Seit dem Jahr 2017 beträgt die Treibhausgasreduzierungsquote 4 Prozent und erhöht sich ab dem Jahr 2020 auf 6 Prozent.

Die nächste große Umstellung erfährt das Quotensystem derzeit. Seit Beginn des Jahres 2018 ist mit dem Inkrafttreten der 37.⁹ und 38.¹⁰ Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) die Möglichkeit zur Minderung von Treibhausgasemissionen für eine Reihe von weiteren Kraftstoffen geöffnet worden:

Die bereits im Mai 2017 beschlossene 37. BImSchV ermöglicht die Einbeziehung in das Quotensystem von strombasierten Kraftstoffen, die mittels Power-to-Gas und Power-to-Liquid-Konzepten hergestellt worden sind. Mit der 38. BImSchV werden die Möglichkeiten zur Erfüllung der Treibhausgasreduzierungsquote noch weiter ausgeweitet: Zum einen können seit dem 1. Januar 2018 weitere Biokraftstoffe und auch im Verkehrssektor eingesetztes biogenes Flüssiggas angerechnet werden. Zum anderen kann die Treibhausgasreduzierungsquote erstmals durch bestimmte fossile Kraftstoffe wie CNG, LPG, oder LNG, aber auch durch den in batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen eingesetzten Strom erfüllt werden.

B Das System der Treibhausgasreduzierungsquote – Ein Überblick

Das System der Treibhausgasreduzierungsquote ist maßgeblich in den §§ 37a ff. Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) geregelt. Ergänzt wird das System durch eine Vielzahl von Rechtsverordnungen, die die Ausgestaltung des Quotensystems näher konkretisieren.

I. Grundlagen

Wer gewerbsmäßig Otto- oder Dieselmotoren in Verkehr bringt (sog. Verpflichteter), hat gemäß § 37a BImSchG sicherzustellen, dass er die Treibhausgasemissionen der von ihm im Lauf des Kalenderjahrs (sog. Verpflichtungsjahr) in Verkehr gebrachten Kraftstoffmenge in der gesetzlich vorgeschriebenen Höhe mindert.

§ 37a Abs. 3 bis 5 BImSchG schreibt vor, dass der Verpflichtete die Treibhausgasreduzierung durch Inverkehrbringen einer bestimmten Menge an Biokraftstoffen oder durch andere im Rahmen einer Rechtsverordnung zugelassene Kraftstoffe erreichen muss. Da Biokraftstoffe geringere Treibhausgasemissionen als konventionelle Kraftstoffe verursachen, verringert sich der Treibhausgasausstoß der insgesamt in Verkehr gebrachten Kraftstoffmenge durch das zusätzliche Inverkehrbringen von Biokraftstoffen. Gemäß § 37a Abs. 1 S. 2 BImSchG gilt ein Kraftstoff als in Verkehr gebracht, sobald die Energiesteuer nach den Regelungen des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) entsteht. Die Bezugnahme auf das EnergieStG soll nach der Gesetzesbegründung den Verwaltungsaufwand beschränken.¹¹ Die Energiesteuer wiederum entsteht gemäß § 8 Abs. 1 S. 1 EnergieStG im Grundsatz mit Entfernung des Energieerzeugnisses aus dem Steuerlager. Beliefert beispielsweise der Inhaber eines Herstellungsbetriebs eine Tankstelle mit Kraftstoffen, entsteht die

Steuer mit Entfernung aus dem als Steuerlager geltenden Herstellungsbetrieb.

Der Inverkehrbringer von Otto- oder Dieselmotoren – auch Verpflichteter genannt – muss die Biokraftstoffe nicht selbst in Verkehr bringen. Vielmehr bleibt es ihm überlassen, mit einem Dritten einen – in der Praxis so genannten – Quotenvertrag zu schließen, wonach der Dritte Biokraftstoffe – in diesen Fällen oftmals Biometan – in Verkehr bringt und die Verwertung der hierdurch erzielten Treibhausgasreduzierung dem Verpflichteten überlässt. Diese durch den Dritten erreichte Treibhausgasreduzierung kann sich der Verpflichtete dann anrechnen lassen (sog. Quotenhandel). Sofern die in einem Verpflichtungsjahr in Verkehr gebrachten Treibhausgasreduzierungsmengen den gesetzlich vorgeschriebenen Mindestanteil übersteigen, können diese Mengen auf Antrag auf die Treibhausgasreduzierungsquote für das Folgejahr angerechnet werden.¹²

II. Anforderungen an die Qualität der Biokraftstoffe

Nicht sämtliche Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt worden sind, können für die Minderung der THG-Quote genutzt werden. Vielmehr stellen die §§ 37a ff. BImSchG sowie die jeweiligen Ausführungsverordnungen zusätzliche Anforderungen an die Qualität der Biokraftstoffe. Gemäß § 37b Abs. 1 S. 1 BImSchG sind Biokraftstoffe Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV). Der Begriff der Biokraftstoffe wurde allerdings mit der 38. BImSchV erweitert. Als Biokraftstoffe gelten nunmehr – abweichend von der BiomasseV – etwa auch der Biomasse-Anteil an gemischten Siedlungs- und Industrieabfällen. Für die Anrechenbarkeit der Biokraftstoffe ist es nach § 37b Abs. 1 S. 2 BImSchG unerheblich, ob diese fossilen Kraftstoffe beigemischt wurden. Sofern etwa Ottokraftstoff, anteilig Bioethanol beigemischt wurde, gilt das Energieerzeugnis in Höhe dieses Anteils als Biokraftstoff.¹³

Weitere wichtige Vorgaben enthält die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV). Diese bereits im Jahr 2009 in Kraft getretene Verordnung schreibt vor, wie der Verpflichtete nachzuweisen hat, dass die für die Herstellung der Biokraftstoffe

6. Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.

7. Zur Einführung der Biokraftstoffquote *Jarass*, Die neuen Regelungen zur Biokraftstoffquote, ZUR 2007, S. 518 ff.

8. Siehe hierzu *Longo* in: Führ, BImSchG Gemeinschaftskommentar, 2016, Vor §§ 37a-37g, Rdnr. 1 ff.

9. Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV), welche zum 1. Januar 2018 in Kraft getreten ist.

10. Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasreduzierung bei Kraftstoffen (38. BImSchV), die seit dem 14. Dezember 2017 in Kraft ist.

11. BT-Drs. 16/2709, S. 20. Die Verzahnung mit dem Energiesteuergesetz führt jedoch zu zahlreichen Anwendungsschwierigkeiten, da die Regelungen des Energiesteuergesetzes ihrerseits auslegungsbedürftig sind und sich für die Zwecke der Treibhausgasreduzierungsquote teilweise als ungeeignet erwiesen haben. Dies gilt beispielsweise für die Frage, nach welchen gesetzlichen Regelungen sog. Bio-LNG zu versteuern ist (vgl. unten, C.II.3.).

12. In einem gegenwärtigen Änderungsentwurf für die § 38. BImSchV ist allerdings eine Sonderregelung vorgesehen, wonach Treibhausgasreduzierungsmengen aus dem Jahr 2019 nicht auf das Verpflichtungsjahr 2020 angerechnet werden dürfen. Diese Mengen können jedoch für das Verpflichtungsjahr 2021 berücksichtigt werden. Hintergrund dieser Regelung ist der Umstand, dass die übertragenen Mengen nicht auf die nationalen EU-Ziele für die Treibhausgasreduzierung anrechenbar sind, da die EU-Richtlinien eine solche Flexibilisierung nicht vorsehen.

13. Zu beachten ist allerdings, dass nach § 37b Abs. 8 Nr. 3 BImSchG ein sog. Vermischungsverbot im Hinblick auf tierische Öle und Fette besteht (vgl. hierzu VG Köln, Urteil vom 10. Dezember 2015, Az. 13 K 5314/13 sowie die Einschränkungen nach § 9 36. BImSchV).

verwendete Biomasse nachhaltig angebaut worden ist. Hierfür hat die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung ein umfangreiches Nachweissystem, das sog. Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy), eingerichtet.¹⁴ § 37b Abs. 2 bis 8 BImSchG macht zudem besondere Vorgaben hinsichtlich der für die Anerkennung als Biokraftstoff erforderlichen Qualität der Energieerzeugnisse. So gilt beispielsweise Biomethan nur dann als Biokraftstoff, wenn es bestimmte chemische Anforderungen, etwa zum Kohlenstoffdioxid-, oder Schwefelgehalt einhält.

III. Berechnung der Treibhausgasminderungspflichten

Die Höhe der vom Verpflichteten im jeweiligen Verpflichtungsjahr zu erbringenden Treibhausgasminderung bemisst sich anhand des sog. Referenzwertes. Die vom Verpflichteten verursachten Treibhausgasemissionen müssen um den gesetzlich jeweils festgelegten Prozentsatz (gegenwärtig 4 Prozent) niedriger sein, als der Referenzwert.

Der Referenzwert bemisst sich wie folgt:

$$\text{Basiswert} \times \text{Energetische Menge fossilen Otto- und fossilen Dieselmotors} + \text{Energetische Menge Biokraftstoff}$$

Der Basiswert entspricht dem gemittelten Treibhausgasausstoß sämtlicher Kraftstoffe. Während der Basiswert in § 37a Abs. 4 S. 4 BImSchG noch mit 83,8 kg CO₂eq/GJ festgelegt war, wurde er mit Inkrafttreten der 38. BImSchV zum 1. Januar 2018 auf 94,1 kg CO₂eq/GJ angehoben worden. Der nach der vorstehenden Formel errechnete Referenzwert wird den tatsächlichen Treibhausgasemissionen des Verpflichteten gegenübergestellt. Die tatsächlichen Treibhausgasemissionen eines Verpflichteten berechnen sich wie folgt:

$$\text{Energetische Menge} \times \text{Energieträgerspezifische Treibhausgasemission} + \text{Energetische Menge Biokraftstoff} \times \text{Spezifische Treibhausgasemissionen}$$

C Die Neuregelungen in der 37. und 38. BImSchV

Die 37. und 38. BImSchV haben das Quotensystem grundlegend verändert. Die THG-Quote kann nunmehr nicht mehr allein durch Biokraftstoffe, sondern auch durch das Inverkehrbringen von verschiedenen anderen Kraftstoffen erfüllt werden. Insbesondere innovativen Konzepten (etwa Power-to-X) bietet diese Öffnung zusätzliche wirtschaftliche Perspektiven und fördert deren Umsetzung. Darüber hinaus ist auch für einige fossile Kraftstoffe wie CNG, das mittlerweile seit Jahrzehnten auf dem Markt existiert, die THG-Quote geöffnet worden.

I. Die Regelungen der 37. BImSchV

In der 37. BImSchV ist geregelt, dass bestimmte strombasierte Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs auf die Erfüllung der Treibhausgasminderungspflichten angerechnet werden können.

1. Anrechenbare strombasierte Kraftstoffe

Die nach der 37. BImSchV für die THG-Quote anrechenbaren Kraftstoffe sind in der Anlage 1 zur 37. BImSchV aufgeführt. Die Verordnung unterscheidet zwischen Kraftstoffen, die im Elektrolyse-Verfahren aus nicht-biogenen erneuerbaren Energien hergestellt

werden (sog. erneuerbare Kraftstoffe), und solchen, die aus durch Kohle gewonnenen Strom hergestellt werden:

	Kraftstoff	Rohstoffquelle und Verfahren	Spezifische Treibhausgasemissionen (in kg CO ₂ Äq pro GJ)
a)	Komprimiertes synthetisches Methan	Sabatier-Prozess mit Wasserstoff aus der durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse	3,3
b)	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse	9,1
c)	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Vollständig durch aus Kohle gewonnenem Strom gespeiste Elektrolyse	234,4
d)	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Vollständig durch aus Kohle gewonnenem Strom gespeiste Elektrolyse, sofern bei der Gewinnung der Kohle das CO ₂ aus Prozessemissionen abgeschieden und gespeichert worden ist	52,7

(Anlage 1 zur 37. BImSchV)

Die Auflistung zeigt, dass die spezifischen Treibhausgasemissionen für Kraftstoffe, die mittels Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, außerordentlich gering sind und daher ein erhebliches Potenzial zur Treibhausgasreduzierung bieten.

Die Treibhausgasemissionen der jeweiligen Kraftstoffmenge werden durch Multiplikation der spezifischen Treibhausgasemissionen und dem sog. Anpassungsfaktor für die Antriebseffizienz nach Anlage 2 zur 37. BImSchV ermittelt. Dabei wird der im Vergleich zum Verbrennungsmotor höhere Wirkungsgrad von Elektromotoren berücksichtigt. Der Anpassungsfaktor beträgt für den Verbrennungsmotor 1 und für den wasserstoffzellengestützten Elektroantrieb, d.h. Brennstoffzellen-Fahrzeuge, 0,4.

Das erzeugte Gas muss nicht vor Ort vertankt werden. Vielmehr erlaubt § 3 Abs. 5 37. BImSchV eine bilanzielle Zuordnung von in das Erdgasnetz eingespeiste Gasmengen.¹⁵ Diese Gasmengen können dann an einem anderen Ort unter – fiktiver – Beibehaltung ihrer ursprünglichen Eigenschaften wieder entnommen und für die Erfüllung der THG-Quote nutzbar gemacht werden.¹⁶

2. Anrechenbarkeit von synthetischem LNG

Die Praxis beschäftigt sich seit geraumer Zeit verstärkt mit Projekten, in denen mittels Elektrolyse erzeugter Wasserstoff methanisiert und anschließend durch Abkühlung und Komprimierung

14. <https://nabisy.ble.de>.

15. Siehe zur bilanziellen Einspeisung Hennig/von Bredow in: Frenz/Müggelborg/Cosack/Hennig/Schomerus, Kommentar zum EEG, 5. Aufl. (2018), § 44b Rdnr. 29 ff.

16. Die Möglichkeit des bilanziellen Transportes ist auch für nicht-strombasierte Kraftstoffe, etwa Biomethan, anerkannt, auch wenn eine dem § 3 Abs. 5 37. BImSchV entsprechende, ausdrückliche Regelung der bilanziellen Zuordnung bislang keinen Eingang in das BImSchG gefunden hat.

zu synthetischem LNG weiterverarbeitet wird. LNG hat aufgrund seiner hohen Energiedichte gerade im Schwerlast- und Schiffsverkehr gegenüber anderen Kraftstoffen erhebliche Vorteile. Es ist allerdings unklar, ob synthetisches LNG nach der gegenwärtigen Rechtslage für die Erfüllung der THG-Pflichten angerechnet werden kann.¹⁷ Während fossiles LNG gemäß der Anlage 2 lit. c) zur 38. BImSchG ausdrücklich für die Erfüllung der Treibhausgasminde- rungspflichten genutzt werden kann, fehlt für synthetisches LNG eine solche Erwähnung. Lediglich erkennt die 37. BImSchV in lit. a) der Anlage 1 „komprimiertes synthetisches Methan“ als quoten- fähig an.

Für die „Quotenfähigkeit“ von synthetischem LNG spricht je- denfalls, dass das Methan im Zuge der Verflüssigung – wie nach der Anlage 1 lit. a) zur 37. BImSchV gefordert – zugleich auch kom- primiert wird. Gegen die Anerkennung als „komprimiertes syn- thetisches Methan“ könnte allerdings angeführt werden, dass das Biomethan in erster Linie verflüssigt wird und die Komprimierung von untergeordneter Bedeutung ist. Es spricht einiges dafür, dass mit „komprimiertem synthetischen Methan“ allein solches Methan gemeint ist, das als CNG in Verkehr gebracht wird. Schließlich un- terscheidet auch die Anlage 2 der 38. BImSchV zwischen „kompri- miertem Erdgas (CNG)“ auf der einen und „verflüssigtem Erdgas (LNG)“ auf der anderen Seite.

Es ist also zumindest zweifelhaft, ob nach der gegenwärtigen Rechtslage synthetisches LNG auf die Quotenerfüllung anrechen- bar ist. Hier wäre eine Klarstellung des Verordnungsgebers äußerst wünschenswert. Es ist nämlich kein sachlicher Grund dafür ersicht- lich, zwar komprimiertes synthetisches Methan, fossiles LNG und bald auch Bio-LNG¹⁸ in das Minderungssystem einzubeziehen, synthetisches LNG hingegen nicht.

3. Weitere Anrechnungsvoraussetzungen

§ 3 37. BImSchV regelt, unter welchen Voraussetzungen die in der Anlage 1 zur 37. BImSchV genannten strombasierten Kraftstoffe auf die Treibhausgasminde- rungspflicht angerechnet werden kön- nen.

a) Herstellung ausschließlich mittels Strom aus erneuerbaren Energien

Nach § 3 Abs. 2 S. 2 37. BImSchV ist der „in der Anlage 1 festge- legte Wert nur dann zugrunde zu legen, sofern ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs für die Her- stellung der erneuerbaren Kraftstoffe eingesetzt wurde“.

Diese Regelung führt zu Auslegungsschwierigkeiten. Unklar ist insbesondere, ob strombasierte Kraftstoffe auch dann auf die THG- Quote anrechenbar sind, wenn bei der Herstellung nicht ausschließ- lich erneuerbarer Strom nicht-biogenen Ursprungs eingesetzt wor- den ist. So ist in § 3 Abs. 2 S. 2 37. BImSchV ausdrücklich lediglich geregelt, unter welchen Voraussetzungen (ausschließlicher Einsatz von erneuerbaren Strom) „der in der Anlage 1 festgelegte Wert“ zugrunde zu legen ist. Was jedoch gilt, wenn der in der Anlage 1 genannte Wert – mangels Erfüllung der Voraussetzungen – nicht zugrunde zu legen ist, ist nicht geregelt. Es stellt sich also die Frage, ob die Möglichkeit zur Anrechnung für die so erzeugten Kraftstoffe insgesamt entfällt oder lediglich die Standardwerte gemäß Anlage 1 zur 37. BImSchV für die Treibhausgasemissionen unabwendbar sind und die Treibhausgasemissionen daher konkret berechnet werden müssen. Der Wortlaut des § 3 Abs. 2 37. BImSchV kann durchaus so ausgelegt werden, dass im Falle einer (anteiligen) Her- stellung mittels konventionell erzeugten Stroms lediglich die Stan- dardwerte gemäß Anlage 1 zur 37. BImSchV unanwendbar sind, im Übrigen aber die Anrechnung im Grundsatz möglich bleibt. Schließlich stellt § 3 Abs. 2 37. BImSchV nur auf die Anwendbar- keit der in der Anlage 1 festgelegten Werte für die Treibhausgase- missionen und nicht auf die Anrechenbarkeit auf die Treibhausgas- minderungspflichten insgesamt ab.

Die Verordnungsbegründung spricht allerdings dafür, dass die Anrechenbarkeit für Kraftstoffe, die nicht ausschließlich mittels Strom aus nicht-biogenen erneuerbaren Quellen erzeugt worden sind, insgesamt entfällt.

Nach der Verordnungsbegründung soll verhindert werden, dass die Anlagen zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe durch die Nutzung fossilen Stroms zu höheren Emissionen führen. Vor die- sem Hintergrund soll die „Förderung“ auf netzentkoppelte An- lagen, die den Strom ausschließlich aus Strom aus erneuerbaren Energien beziehen, beschränkt werden.¹⁹ Damit nimmt der Verord- nungsgeber Bezug auf einen Vorschlag des Umweltbundesamts aus dem Positionspapier „Integration von Power to Gas/Power to Li- quid in den laufenden Transformationsprozess“, Stand: März 2016 (Im Folgenden: UBA-Positionspapier).²⁰ Auf Seite 15 des UBA- Positionspapiers empfiehlt das Umweltbundesamt die Förderung von „PtG/PtL-Anlagen“ davon abhängig zu machen, dass hierfür ein zusätzlicher Ausbau von erneuerbaren Energien erfolgt und je- denfalls keine zusätzliche fossile Stromerzeugung verursacht wird. Letzteres kann nach den Ausführungen des Umweltbundesamts durch netzentkoppelte Anlagen erreicht werden.

Die Ausführungen in der Verordnungsbegründung können sogar – noch weitergehend – so verstanden werden, dass auch der Kraft- stoff, der ausschließlich mittels Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt worden ist, dann nicht auf die THG-Quote anrechenbar ist, wenn in der Anlage (zeitweise) auch Kraftstoffe unter Einsatz konventionellen Stroms hergestellt werden. Dieses Verständnis ist jedoch als zu weit gehend abzulehnen.

Das Umweltbundesamt geht bei den Ausführungen im UBA- Positionspapier nämlich davon aus, dass die „Anlage“ gefördert wird. Auf Bundes- und Landesebene existieren verschiedene För- derprogramme für solche „Pilotanlagen“. Sofern ein Elektrolyseur gefördert wird, wird mittelbar der gesamte in der Anlage erzeugte Strom gefördert. Demnach kann es für diese Fälle Sinn machen, die Fördervoraussetzungen auf den gesamten in der Anlage erzeugten Kraftstoff anzuwenden.

Geht man – mit der Verordnungsbegründung – davon aus, dass die 37. BImSchV die Anrechnung auf die THG-Quote nur für die Kraftstoffe, die ausschließlich aus erneuerbaren Strom herge- stellt worden sind, zulässt, kann nur für diese Kraftstoffe von einer „Förderung“ gesprochen werden. Die Förderung bezieht sich also nicht auf die Anlage, sondern auf den – unter bestimmten Vo- raussetzungen hergestellten – Kraftstoff. Daher wäre es auch nur sachgerecht, die Voraussetzungen für eine Anrechenbarkeit dieser Kraftstoffe allein auf den Herstellungsprozess dieser Kraftstoffe anzuwenden. Vor diesem Hintergrund erscheint es vertretbar, dass es für die Anrechnungsfähigkeit von erneuerbaren Kraftstoffen auf die THG-Quote unerheblich ist, wenn in der jeweiligen Anlage zeit- weise auch fossile Kraftstoffe hergestellt werden.

b) Keine Netzentnahme oder Netzbezug als Systemdienstleistung

Weitere Voraussetzung ist, dass der Strom für die Herstellung des erneuerbaren Kraftstoffs gemäß § 3 Abs. 2 Nr. 1 37. BImSchV nicht aus dem Netz entnommen worden ist. Vielmehr muss der Strom direkt von einer Stromerzeugungsanlage nach § 61a Nr. 2 Erneuer- bare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 stammen. § 61a Nr. 2 EEG 2017 adressiert Stromerzeugungsanlagen eines Eigenversorgers, welche weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen sind.

17. Die Anrechenbarkeit nach der 37. BImSchV für strombasierte Flüssigkraftstoffe verneinend: *Röckinghausen* in: Landmann/Rohmer, Kom- mentar zum Umweltrecht, (87. EL Juli 2018), 37. BImSchV § 1 Rdnr. 1.

18. Vgl. hierzu unten, C.II.3.b).

19. BT-Drs. 18/11283, S. 16.

20. Abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/position_power_to_gas-power_to_liquid_web.pdf (21.11.2018).

Vor dem Hintergrund der vorstehend diskutierten Erwägungen des Ordnungsgebers hinsichtlich des Ausschließlichkeitskriteriums für den Einsatz erneuerbaren Stroms ist allerdings nicht klar, wie diese Voraussetzung in § 61a Nr. 2 EEG 2017 im Zusammenhang mit der 37. BImSchV genau auszulegen ist. In Betracht kommt nämlich eine Sichtweise, wonach nicht nur die Stromerzeugungsanlage, sondern auch die Anlage zur Herstellung von Wasserstoff nicht an das Netz angeschlossen sein darf.

Hierfür spricht möglicherweise § 5 37. BImSchV. Nach der Überschrift regelt der Paragraf „Spezifische Nachweispflichten für netzentkoppelte Anlagen“. In § 5 Abs. 1 37. BImSchV werden verschiedene Nachweispflichten im Zusammenhang mit der Anlage zur Kraftstoffherstellung genannt. Wäre der Ordnungsgeber davon ausgegangen, dass sich die Vorgabe einer Netzentkopplung nur auf die Stromerzeugungsanlage bezieht, hätte er nicht eine solche Formulierung in der Überschrift von § 5 37. BImSchV gewählt. Darüber hinaus soll sich, wie bereits zuvor ausgeführt, auch nach der Verordnungsbegründung die „Förderung“ im Sinne der 37. BImSchV auf Anlagen beschränken, die nicht netzgekoppelt sind. Demnach scheint der Ordnungsgeber davon auszugehen, dass (auch) der Elektrolyseur keinen Netzanschluss haben darf.²¹

Für die zweitgenannte Sichtweise spricht jedoch der Wortlaut der Regelung und der eindeutige Verweis auf § 61a Nr. 2 EEG 2017. § 61a Nr. 2 EEG 2017 stellt allein darauf ab, dass die „Stromerzeugungsanlage“ nicht (weder unmittelbar, noch mittelbar) an das Netz angeschlossen ist. Es ist also nach dem Wortlaut unerheblich, ob der Stromverbraucher für sich genommen an das Stromnetz angeschlossen ist, sofern ein Netzanschluss nicht zu einem mittelbaren Netzanschluss der Stromerzeugungsanlage führt. Insofern ist die Regelung im Vergleich zur Vorgängerregelung im EEG klarer gefasst.²² Auch spricht § 3 Abs. 2 S. 5 37. BImSchV dafür, dass der Elektrolyseur durchaus einen Netzanschluss haben darf und demnach nicht im technischen Sinne netzentkoppelt sein muss. Nach dieser Regelung ist es für die Zugrundelegung der in der Anlage 1 genannten Treibhausgasminde- rung nämlich unerheblich, wenn die Anlage im Notfall mit aus dem Netz entnommenen Strom heruntergefahren wird. Ein Strombezug aus dem Netz, sei es auch nur im Notfall, erfordert denklogisch einen Stromnetzanschluss.

Nach alledem kann die Regelung so verstanden werden, dass es für die Anrechenbarkeit unerheblich ist, ob der Elektrolyseur auch an das Stromnetz angeschlossen ist, und zudem noch Wasserstoff aus konventionellem Strom hergestellt worden ist. Es muss aber sichergestellt sein, dass die Stromerzeugungsanlage über den Elektrolyseur auch nicht mittelbar an das Stromnetz angeschlossen ist. Im Ergebnis bleibt hier jedoch eine Rechtsunsicherheit hinsichtlich der äußerst praxisrelevanten Frage bestehen.

Alternativ zu § 3 Abs. 2 Nr. 1 37. BImSchV kann der Strom gemäß § 3 Abs. 2 Nr. 2 37. BImSchV aus dem Netz bezogen werden, wenn sich die Anlage zur Herstellung der Kraftstoffe zum Zeitpunkt der Herstellung in einem Netzausbaugbiet nach dem EEG befindet und die Anlage ausschließlich auf Grundlage eines Vertrages nach § 13 Abs. 5 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) betrieben wird. Da ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren gegenwärtig nur bei hohen Vollbenutzungsstunden möglich ist, dürfte dieser Regelung aber keine große praktische Bedeutung zukommen.

Schließlich findet sich in § 3 Abs. 3 37. BImSchV eine Übergangsregelung für Anlagen zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe, die diese Kraftstoffe erstmals vor dem 25. April 2015 produziert haben. Für diese Anlagen gilt bis zum 31. Dezember 2020 auch dann der Wert der für die spezifischen Treibhausgasemissionen nach Anlage 1, wenn der Strom aus dem Netz entnommen wurde.

II. Die Regelungen der 38. BImSchV

Die 38. BImSchV erweitert die Palette der für die THG-Quote bislang anrechenbaren Biokraftstoffe. Während nach den bisherigen

Regelungen gemäß § 37b Abs. 1 S. 1 BImSchG nur Kraftstoffe, die aus Biomasse im Sinne der BiomasseV hergestellt worden sind, anrechnungsfähig waren, können nunmehr unter anderem auch Biokraftstoffe, die aus dem Biomasse-Anteil von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft, der Industrie, oder auch aus gemischten und getrennten Siedlungsabfällen für die Treibhausgasminde- rung berücksichtigt werden. Darüber hinaus kann die Quote nunmehr auch durch das Inverkehrbringen von biogenem Flüssiggas, aber auch von LPG, CNG, LNG, oder Strom für Straßenfahrzeuge mit Elektroantrieb erfüllt werden.

1. Unterquote und Obergrenze für (Bio-) Kraftstoffe

Eine wichtige Neuerung im Quotensystem ist die Unterscheidung zwischen fortschrittlichen (Bio-) Kraftstoffen und konventionellen Biokraftstoffen.²³

Fortschrittliche Biokraftstoffe sind gemäß § 2 Abs. 6 Nr. 1 38. BImSchV Kraftstoffe, die aus Rest- und Abfallstoffen, etwa aus Bio-, oder Industrieabfällen, aus dem Biomasse-Anteil an gemischten Siedlungsabfällen, aus Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft, oder aus Stroh, Gülle, oder Klärschlamm hergestellt worden sind. Aber auch erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs, wie aus erneuerbaren Energien hergestellte strombasierte Kraftstoffe im Sinne von Anlage 1 lit. a) und b) zur 37. BImSchV sind fortschrittliche Kraftstoffe im Sinne der 38. BImSchV. Konventionelle Biokraftstoffe sind nach § 2 Abs. 5 38. BImSchV hingegen im Wesentlichen Kraftstoffe, die aus Pflanzen und Pflanzenbestandteilen, also klassischen „nachwachsende Rohstoffen“ (NawaRo) hergestellt worden sind.

Für das Inverkehrbringen von fortschrittlichen Kraftstoffen im Sinne von § 2 Abs. 6 38. BImSchV sieht die 38. BImSchV ab dem Jahr 2020 für Inverkehrbringer von mehr als 20 Petajoule Kraftstoff einen Mindestanteil (sog. Unterquote) von 0,05 Prozent vor. Der vorgeschriebene Mindestanteil steigt dann für alle Mineralölunternehmen – unabhängig von der in Verkehr gebrachten Kraftstoffmenge – bis zum Jahr 2025 auf mindestens 0,5 Prozent. Während die Einführung einer Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe in der Branche begrüßt wird, wird die vom Ordnungsgeber vorgeschriebene Höhe des Mindestanteils als zu wenig ambitioniert kritisiert. Bereits heute soll der Anteil fortschrittlicher Kraftstoffe bei dem erst für 2020 vorgeschriebenen Prozentsatz von 0,05 liegen.²⁴ Auf europäischer Ebene wird gegenwärtig mit der Neufassung des Entwurfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie die Einführung einer Unterquote von 3,5 Prozent bis zum Jahr 2030 diskutiert. Vor diesem Hintergrund ist, falls dieser Wert auf EU-Ebene so endgültig beschlossen wird, damit zu rechnen, dass die Unterquote für Deutschland zeitnah noch einmal angehoben wird. Im Übrigen sieht die 38. BImSchV eine Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe vor. Nach § 13 Abs. 1 38. BImSchV ist der Einsatz konventioneller Biokraftstoffe, welcher auf die Treibhausgasminde- rungsquote anrechenbar ist, auf maximal 6,5 Prozent begrenzt.

2. Biogene Flüssiggase (LPG)

Nach § 12 Abs. 1 38. BImSchV kann die Verpflichtung zur Minde- rung der Treibhausgasemissionen auch durch das Inverkehrbringen

21. Vgl. hierzu bereits unsere Ausführungen oben C.I.3.b).

22. Nach der Vorgängerregelung in § 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 ist für ein Entfallen der EEG-Umlage noch vorausgesetzt, dass der „Eigenversorger“ weder unmittelbar, noch mittelbar an ein Netz angeschlossen sein darf.

23. Siehe hierzu auch *Wokittel*, Strukturen des Biokraftstoffrechts in der Europäischen Union, Deutschland und Brasilien, 2018, S. 168.

24. Deutsche Energieagentur (dena), Stellungnahme zum Diskussionsentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) vom 09.09.2016 der 38. BImSchV, S. 3, abrufbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Bilder/Newsroom/Meldungen/Stellungnahme-38_BImSchV-Power-to-gas-Mobilitaet.pdf (21.11.2018).

von biogenen Flüssiggasen erfüllt werden, die den Anforderungen an Flüssiggaskraftstoff nach § 7 10. BImSchV entsprechen. Diese Regelung ist ausdrücklich auf Bio-LPG zugeschnitten. Weitere Voraussetzung ist gemäß § 12 Abs. 1 Nr. 1 38. BImSchV, dass das Flüssiggas ganz oder anteilig aus Biomasse im Sinne der BiomasseV in Verbindung mit § 4 hergestellt wurde. § 4 Abs. 1 38. BImSchV verweist auf die in Anlage 1 zur 37. BImSchV genannten fortschrittlichen Biokraftstoffe.

Es bleibt unklar, wie genau der Begriff „in Verbindung mit“ in § 12 Abs. 1 38. BImSchV zu verstehen ist. Zunächst erscheint es als naheliegend, die Formulierung so zu verstehen, dass für die Herstellung von Flüssiggas Biomasse eingesetzt werden muss, die sowohl die Voraussetzungen der BiomasseV, als auch die Voraussetzungen von § 4 in Verbindung mit der Anlage 1 zur 38. BImSchV erfüllen. Diese Sichtweise würde jedoch zu Wertungswidersprüchen führen. So schließt die BiomasseV in § 3 Nr. 3 etwa gemischte Siedlungsabfälle ausdrücklich vom Biomassebegriff aus. Demgegenüber erkennt die Anlage 1 zu 38. BImSchV in Nr. 2 den Biomasse-Anteil an gemischten Siedlungsabfällen ausdrücklich an. Es wäre daher naheliegend, die Regelung so zu lesen, dass die Kraftstoffe aus Biomasse entweder im Sinne der BiomasseV, „oder“ im Sinne von § 4 38. BImSchV hergestellt worden sein müssen.

3. Anrechenbarkeit von Bio-LNG

Bio-LNG hat, je nach Herstellungsprozess identische oder nahezu identische chemische Eigenschaften wie aus Erdgas produziertes LNG. Anders als LNG wird Bio-LNG jedoch aus Biomasse hergestellt und ist damit ein erneuerbarer Kraftstoff. Ein in der Praxis derzeit kontrovers diskutiertes Thema ist die Anrechenbarkeit von Bio-LNG auf die Treibhausgasminderungspflichten.²⁵

a) Gegenwärtige Rechtslage

Bio-LNG ist ein Biokraftstoff im Sinne von § 37b Abs. 1 S. 1 BImSchG. Eine ausdrückliche Regelung, wonach Bio-LNG auf die Treibhausgasminderungsquote anrechenbar ist, findet sich jedoch weder im BImSchG, noch in einer entsprechenden Verordnung. § 37a Abs. 5 BImSchG regelt, unter welchen Voraussetzungen Biokraftstoffe auf die THG-Minderungspflichten anrechenbar sind. Hiernach müssen die Biokraftstoffe unter bestimmten Voraussetzungen versteuert worden sein. Hierbei verweist § 37a Abs. 5 BImSchG – vereinfacht – auf Biokraftstoffe, die als Benzin, Gasöle, oder Erdgas und gasförmige Kohlenwasserstoffe versteuert worden sind.

Bio-LNG ist jedoch – zumindest nach derzeit vorherrschender Auffassung der Hauptzollämter und trotz der in jeder Hinsicht bestehenden Vergleichbarkeit mit Flüssigerdgas – nicht wie Flüssigerdgas, sondern wie Flüssiggas im Sinne von § 1a Nr. 15 EnergieStG zu versteuern. Hierfür lässt sich anführen, dass die Definition von Flüssiggas in § 1a Nr. 15 EnergieStG u.a. auf die Unterklasse 27 11 19 der Kombinierten Nomenklatur²⁶ verweist und dass von dieser Unterklasse ausweislich der Erläuterungen verflüssigtes Gas aus Biomasse zählt (näher zur energiesteuerrechtlichen Einordnung von Bio-LNG sogleich).

Doch auch nach den mit der 38. BImSchV eingeführten neuen Regelungen kann Bio-LNG wohl nicht angerechnet werden. So erfüllt Bio-LNG nicht die Anforderungen an „biogenes Flüssiggas“ gemäß § 12 38. BImSchV. Denn gemäß § 12 Nr. 2 38. BImSchV muss das biogene Flüssiggas den Anforderungen an Flüssiggaskraftstoff nach § 7 10. BImSchV und somit der DIN EN 589, Ausgabe Juni 2012, entsprechen. Die dort geregelten Anforderungen sind jedoch auf Bio-LPG zugeschnitten und können von Bio-LNG nicht erfüllt werden. Schließlich handelt es sich bei Bio-LNG auch nicht um LNG im Sinne von Anlage 2 zur 38. BImSchV, da die Anlage 2 ausdrücklich die Treibhausgasemissionen „fossiler Kraftstoffe“ aufführt.

Aus diesem Grund ist gemäß § 37a Abs. 5 BImSchG eine Anrechenbarkeit von Bio-LNG derzeit wohl nicht möglich. Es ist an-

zunehmen, dass es nicht der Intention des Gesetzgebers und des Verordnungsgebers entsprach, Bio-LNG vom Anwendungsbereich der Treibhausgasminderungsquote auszunehmen. Vielmehr dürfte dem Gesetzgeber und dem Verordnungsgeber nicht bewusst gewesen sein, dass sich die Versteuerung von Bio-LNG in der Praxis nach den Vorgaben für Flüssiggas richten würde, verstand man unter Flüssiggas bislang doch v.a. das handelsübliche LPG.

b) Änderungsentwurf zur 38. BImSchV

Erfreulicherweise hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) jüngst einen Referentenentwurf für eine Änderung der 38. BImSchV vorgelegt, mit der klargestellt werden soll, dass Bio-LNG für die Erfüllung der Treibhausgasminderungspflichten zu berücksichtigen ist.

Die Neuerung soll in einem neu einzuführenden § 12a 38. BImSchV-Entwurf geregelt werden:

„(1) Die Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen kann auch erfüllt werden durch Inverkehrbringen von nach § 2 Abs. 1 Nr. 8 oder Abs. 2 Nr. 2 des Energiesteuergesetzes versteuertes verflüssigtes Biomethan,

1. das ganz oder anteilig aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung in Verbindung mit § 4 hergestellt wurde und
2. dessen Eigenschaften mindestens den Anforderungen der DIN EN 16723, Ausgabe Februar 2017, entsprechen; für Anforderungen, Grenzwerte und zugehörige Prüfverfahren für Erdgas und Biomethan als Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge ist Tabelle D.1 der DIN EN 16723, Ausgabe Februar 2017 anzuwenden.

(2) Verflüssigtes Biomethan, das anteilig aus Biomasse hergestellt wurde, gilt in Höhe dieses Anteils als Biokraftstoff.

(3) Die in Abs. 1 Nr. 2 genannte Norm ist bei der Beuth-Verlag GmbH, Berlin und Köln, erschienen und beim Deutschen Patent- und Markenamt in München archivmäßig gesichert niedergelegt.“

Das Zusammenspiel der Regelung mit dem Energiesteuerrecht wirft jedoch neue Anwendungsfragen auf:

Nach § 12a Abs. 1 38. BImSchV-Entwurf kann die Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen durch verflüssigtes Biomethan nur dann erfüllt werden, wenn es nach § 2 Abs. 1 Nr. 8 oder Abs. 2 Nr. 2 EnergieStG versteuert worden ist. § 2 Abs. 1 Nr. 8, Abs. 2 Nr. 2 EnergieStG nimmt Bezug auf Flüssiggas.

Es ist allerdings nicht eindeutig, ob Bio-LNG in jedem Fall als Flüssiggas zu versteuern ist. Es sprechen – wie dargestellt – wohl gute Argumente dafür, dass Bio-LNG als Flüssiggas im Sinne von § 1a Nr. 15 EnergieStG gilt. Allerdings ist damit noch nicht geklärt, ob die Steuerschuld möglicherweise bereits für das zur Herstellung von Bio-LNG genutzte Biomethan entsteht. Jedenfalls nach Auffassung der Zollverwaltung ist Biomethan energiesteuerrechtlich wie Erdgas zu behandeln.²⁷

Gemäß § 38 Abs. 1 EnergieStG entsteht die Energiesteuer für Erdgas dadurch, dass geliefertes oder selbst erzeugtes Erdgas im Steuergebiet zum Verbrauch aus dem Leitungsnetz entnommen wird. Nach § 38 Abs. 1 S. 3 EnergieStG gilt die Entnahme aus dem Leitungsnetz zur nichtleitungsgebundenen Weitergabe als Entnahme zum Verbrauch. Mit der Entnahme zur nicht-leitungsgebundenen Weitergabe ist auch der Fall adressiert, bei dem die Entnahme zum Zwecke der Verflüssigung erfolgt.²⁸ Jedenfalls dann also,

25. Insofern stellen sich ähnliche Fragen wie bei der Anrechenbarkeit von synthetischem LNG, vgl. oben, C.I.2.

26. Die Kombinierte Nomenklatur ist ein europaweit geltendes Instrument zur Einreihung von Waren. Die aktuelle Fassung findet sich in der Durchführungsverordnung (EU) 2018/1602 der Kommission vom 11. Oktober 2018.
27. <http://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Biokraftstoffe-Treibhausgasquote/Quotenverpflichtung/Entstehung-Quotenverpflichtung/entstehung-quotenverpflichtung.html> (21.11.2018).

28. Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Kommentar zum EnergieStG und zum StromStG (13. EL Juli 2017), § 38 Rdnr. 18.

wenn Biomethan zur Produktion von Bio-LNG aus dem Erdgasnetz entnommen wird, sprechen gute Gründe dafür, dass das Biomethan bereits mit Entnahme aus dem Gasnetz als Erdgas im Sinne des EnergieStG zu versteuern ist. Es würde auch zu argen Wertungswidersprüchen führen, wollte man § 38 Abs. 1 EnergieStG nur für Erdgas, nicht jedoch auch für sonstige gasförmige Kohlenwasserstoffe, zu denen nach § 1a Nr. 16 EnergieStG auch Biomethan zählt, anwenden.

Mehr noch, nach § 38 Abs. 1 S. 2 EnergieStG gelten Gasgewinnungsbetriebe im Zusammenhang mit der Entstehung der Steuer dem Leitungsnetz zugehörig. Demnach könnte argumentiert werden, dass auch im Falle einer Vor-Ort-Erzeugung von Bio-LNG – ohne vorherige Einspeisung in das Erdgasnetz – die Energiesteuer bereits mit Entnahme aus der Biomethanaufbereitungsanlage entsteht. In diesen Fällen würde das verflüssigte Biomethan nicht die Voraussetzung in § 12a Abs. 1 38. BImSchV erfüllen, wonach dieses gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 8, Abs. 2 Nr. 2 EnergieStG (als Flüssiggas) versteuert werden sein muss.²⁹ Sofern der Entwurf in seiner ursprünglichen Fassung so in Kraft tritt, ist damit zu rechnen, dass die Bezugnahme allein auf wie Flüssiggas zu steuerndes Biomethan zu Anwendungsschwierigkeiten führen wird.

Weiter ist ungeklärt, wie der Begriff (verflüssigtes) Biomethan im Sinne von § 12a Abs. 1 38. BImSchV-Entwurf auszulegen ist. Eine Definition des Begriffs Biomethan findet sich weder im BImSchG, noch in der 38. BImSchV. Allerdings findet sich eine Definition des Begriffs Biomethan im EEG. Nach § 3 Nr. 13 EEG 2017 ist Biomethan Biogas, das „aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist“. Demnach gilt Biogas nach dem EEG – unabhängig von seinen chemischen Eigenschaften – erst dann als Biomethan, wenn das Biogas in das Erdgasnetz eingespeist worden ist.

Sofern für die Auslegung des Begriffs Biomethan nach der 38. BImSchV auf die Definition im EEG zurückgegriffen wird, ist Bio-LNG, welches am Standort der Biomethanerzeugungsanlage – ohne Einspeisung von Biomethan – erzeugt wird, nicht als verflüssigtes Biomethan zu werten und könnte daher nicht zur Erfüllung der Treibhausgasminderungspflichten berücksichtigt werden. Eine solche Konsequenz widerspricht jedoch dem Zweck der Regelung, wonach Bio-LNG auf die Treibhausgasminderungsquote anrechenbar sein soll.³⁰ Es ist schlicht kein Grund dafür ersichtlich, weshalb nur solches Bio-LNG anrechnungsfähig ist, welches aus Biomethan hergestellt worden ist, das zuvor in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Im Gegenteil in der Praxis dürfte es sich oftmals aus (volks-) wirtschaftlichen Gründen anbieten, Bio-LNG unmittelbar am Standort der Biomethanaufbereitung herzustellen.

Für eine Auslegung, wonach es für die Biomethaneigenschaft nicht auf die Einspeisung in das Erdgasnetz ankommt, könnte im Übrigen auch § 37d BImSchG sprechen. § 37d Abs. 2 Nr. 1 BImSchG unterscheidet offensichtlich zwischen Biomethan und Biomethan, das in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Demnach scheint das BImSchG bereits anzuerkennen, dass Biomethan nicht zwingend in das Erdgasnetz eingespeist werden muss. Dennoch wäre eine Klarstellung in der 38. BImSchV wünschenswert, wonach die vorherige Einspeisung in das Gasnetz keine Voraussetzung für die Anrechenbarkeit auf die THQ-Quote ist. Inwiefern der Referentenentwurf jedoch noch einmal geändert und wann die Änderung in Kraft treten soll, stand bis Redaktionsschluss für diesen Artikel noch nicht fest.

4. Treibhausgasminderung durch Strom und fossiles Gas

Elektrischer Strom, der zur Verwendung in Straßenfahrzeugen mit Elektroantrieb aus dem Netz entnommen wurde, kann jetzt ebenfalls für die Erfüllung der Treibhausgasminderungspflicht angerechnet werden. Ein Stromanbieter, der Ladesäulen beliefert, kann also die durch den dort abgenommenen Strom entstandene Treibhausgasminderung an einen Verpflichteten veräußern. Dabei wird der Wert der durchschnittlichen Treibhausgasemissionen des Stroms in Deutschland mit der energetischen Menge des entnommenen Stroms und

dem Anpassungsfaktor für die Antriebseffizienz ermittelt. Da die Treibhausgasminderung anhand der durchschnittlichen Emissionen im deutschen Strommix bestimmt wird, setzt der Verordnungsgeber keinen zusätzlichen Anreiz, ausschließlich erneuerbaren Strom für die Elektromobilität zu verwenden.

Das Umweltbundesamt schätzt vorläufig, dass im Jahr 2017 für eine Kilowattstunde Strom 489 Gramm Kohlendioxid als direkte Emission aus der Verbrennung fossiler Energieträger emittiert worden sind.³¹ Der Energiegehalt von 1 Gigajoule entspricht ca. 278 kWh. Demnach liegen die Treibhausgasemissionen für Strom bei umgerechnet ca. 136 kg CO₂-Äquivalent pro Gigajoule. Da die Treibhausgasemissionen jedoch mit dem Antriebsfaktor für die Antriebseffizienz für batteriegestützten Elektroantrieb gemäß der Anlage 3 zur 38. BImSchV mit dem Wert 0,4 multipliziert werden, werden die spezifischen Treibhausgasemissionen von Strom im Jahr 2017 mit 54,4 kg CO₂-Äquivalent pro Gigajoule bestimmt. Mit einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien werden sich die spezifischen Treibhausgasemissionen für Strom – je nachdem wie genau der fossile Stromanteil produziert wird – perspektivisch wohl noch weiter verringern. Der Wert der durch die Nutzung des Stroms entstehenden Treibhausgasemissionen wird jährlich bis zum 31. Oktober für das darauffolgende Verpflichtungsjahr durch das Umweltbundesamt bekanntgegeben.

Die Treibhausgasminderungspflichten können gemäß § 11 Abs. 1 38. BImSchV auch durch das Inverkehrbringen von bestimmten fossilen Kraftstoffen wie CNG, LNG und LPG und aus Kohle erzeugtem Wasserstoff erfüllt werden. Die spezifischen Treibhausgasemissionen für LPG sind mit 73,6 kg CO₂-Äquivalent pro Gigajoule und für CNG mit 69,3 kg CO₂-Äquivalent pro Gigajoule festgelegt. Im Vergleich sind die spezifischen Treibhausgasemissionen von Otto- und Dieselmotoren mit Werten von 93,3 kg CO₂-Äquivalent pro Gigajoule und von 95,1 kg CO₂-Äquivalent pro Gigajoule deutlich höher. Der Einsatz von diesen fossilen Kraftstoffen bietet also ein relevantes Minderungspotenzial. Da diese Treibstoffe ohnehin bereits im Markt vorhanden sind, bietet es sich an, die durch das Inverkehrbringen erzielte Treibhausgasminderung an Quotenverpflichtete über den sog. Quotenhandel zu verkaufen.

D Bewertung und Ausblick

Die mit der 37. und 38. BImSchV vorgenommene Ausweitung der anrechenbaren Kraftstoffe bringt neue Impulse. Die Herausforderungen des Klimawandels und das Erreichen der Ziele zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen fordern eine rasche Erschließung neuer Potenziale durch die Setzung eines entsprechenden Rechtsrahmens. Auch bieten die Neuregelungen für viele innovative Projekte eine mögliche Perspektive für die Erschließung neuer Absatzmärkte. Auch vor dem Hintergrund, dass für viele Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien das Ende des Förderzeitraums nach dem EEG näher rückt, kann die Produktion und Vermarktung von Kraftstoffen durchaus attraktive Perspektiven bieten. Für Power-to-X-Projekte steht allerdings zu befürchten, dass die 37. BImSchV aufgrund der Rechtsunsicherheiten bei der Auslegung und der restriktiven Vorgaben hinsichtlich eines netzentkoppelten Betriebs nur wenig Anreiz wird bieten können.

29. Vertritt man die Auffassung, dass die Energiesteuer bei Bio-LNG erst mit Vertankung entsteht, führt dies zu dem Folgeproblem, dass LNG, welchem ein bestimmter biogener Anteil beigemischt ist, nur mit einem Bio-Anteil anteilig zu verschiedenen Zeitpunkten zu versteuern wäre. Dies erscheint nicht praktikabel.

30. Referentenentwurf vom 26. Oktober 2018 zu einer Ersten Verordnung zur Änderung der zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen, S. 2.

31. Umweltbundesamt, Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2017, S. 8.

Nicht verständlich ist auch, weshalb der Ordnungsgeber eine so zurückhaltend niedrige Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe festgelegt hat. Hier hat er es versäumt, die Weichen für einen nachhaltigen Ausbau des Biokraftstoffanteils im Verkehr zu stellen.

Die Entwicklung des Kraftstoffmarktes hängt auch davon ab, welche Signale von der Automobilindustrie ausgehen. Die Nachfrage nach bestimmten Kraftstoffen wie LNG und CNG – sei es nun fossil, synthetisch oder biogen – sowie Wasserstoff und auch Strom wird auch dadurch gesteuert, wie groß das Angebot von Fahrzeugen mit den jeweiligen Antriebstechnologien ist. Es bleibt abzuwarten, ob sich eine bestimmte Antriebsform, und wenn ja, welche, durchsetzen wird. Auf europäischer Ebene kommen derzeit eher Signale, die keinen wirklich technologieoffenen Wettbewerb für die beste Antriebsform fördern. Durch die Bezugnahme bei den Treibhausgasreduzierungszielen für Automobilhersteller auf den Treibhausgasausstoß der Fahrzeuge (sog. Tank-to-Wheel-Ansatz) werden Elektrofahrzeuge gegenüber sonstigen Fahrzeugen klar bevorzugt, da Elektrofahrzeuge selbst keine Treibhausgasemissionen verursachen. Bei dieser Betrachtungsweise wird jedoch nicht der gesamte Treibhausgasausstoß von der Erzeugung des Energieträgers bis hin zum Verbrauch berücksichtigt. Ein Vorteil für die E-Automobilindustrie.

Schließlich ist Anfang des Jahres 2018 auf nationaler Ebene eine weitere Verordnung im Zusammenhang mit der THG-Quote in Kraft getreten, die die Perspektiven für Biomethan und Power-to-Gas eintrüben dürfte: Die Upstream-Emissionsminderungsverordnung (UERV). Nach dieser Verordnung kann ab dem Verpflichtungsjahr 2020 die Reduzierung von sog. Upstream-Emissionen, also Emissionen, die bei der Förderung von Erdöl entstehen, auf die Verpflichtung zur Minderung von Treibhausgasemissionen angerechnet werden.³² Dabei kann eine Reduzierung der Upstream-Emissionen auf die Treibhausgasreduzierung von bis zu 1,2 Prozent angerechnet werden. Derzeit wird die Treibhausgasreduzierung von 4 Prozent ohne die Berücksichtigung von Upstream-Emissionsminderungen erreicht. Die ab dem Jahr 2020 geplante Anhebung der Treibhausgasreduzierungsquote von 4 Prozent auf 6 Prozent erscheint im Lichte der Anrechenbarkeit von Upstream-Emissionen in Höhe von bis zu 1,2 Prozent nur noch marginal. Auch mit Blick auf die Öffnung von weiteren Kraftstoffen mit der 37. und 38. BImSchV, etwa von CNG und LPG, die ohnehin bereits im Markt sind, bleibt abzuwarten, wie stark der Anreiz dafür ist, den Anteil an synthetischen und biogenen Kraftstoffen im Markt im Vergleich zum gegenwärtigen Stand zu erhöhen.

Weitere Impulse sollen von der derzeit diskutierten Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) ausgehen. Im Juni 2018 hat sich der Ministerrat und das europäische Parlament auf eine Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) geeinigt. Danach soll der Anteil von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor in Europa bis 2030 auf mindestens 14 Prozent ansteigen. Zudem soll sich der Anteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen bis 2030 auf mindestens 3,5 Prozent erhöhen.³³ Allerdings können bestimmte Kraftstoffe bzw. deren Verwendung auf die Erreichung der Ziele mehrfach angerechnet werden. So sieht der derzeitige Entwurf in Art. 25 Abs. 1 vor, dass erneuerbarer Strom im Straßenverkehr 4fach angerechnet werden darf. Biokraftstoffe, die im Luft- oder Schiffsverkehr eingesetzt werden, können gemäß Art. 25 Abs. 3 lit. b) des Entwurfs immerhin noch mit dem 1,2fachen des tatsächlich in Verkehr gebrachten Energiegehalts berücksichtigt werden. Die in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie aufgestellten Klimaziele können demnach bereits dann erreicht werden, wenn im Verkehrssektor tatsächlich sehr viel weniger als 14 Prozent erneuerbare Energien verwendet werden.

Für eine wirkliche Energiewende im Verkehrssektor bedarf es jedoch belastbarer ambitionierter Einsparziele und die Setzung von Anreizen, auch für innovative nachhaltige Kraftstoffkonzepte. Mit der 37. und 38. BImSchV ist ein Anfang gemacht. Doch die Politik ist gefragt, das Inverkehrbringen erneuerbarer Kraftstoffe weiter anzureizen und die Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe sowie

die Treibhausgasreduzierungsziele weiter anzuheben. Die Technologien und die Mengen dafür sind vorhanden.

32. Upstream-Emissionen sind sog. Begleitgase, insbesondere Methan, die im Rahmen der Erdölförderung an die Erdoberfläche verbracht werden. Diese Gase werden gegenwärtig überwiegend abgepackelt, oder in die Atmosphäre abgegeben. Zu der Frage, inwiefern durch den Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff bei Prozessen der Erdölraffinerie ebenfalls Upstream-Emissionen vermieden werden können, siehe *Lutz-Bachmann/Böhler*, Power-to-Gas: Einsatz von Grünstrom zur Minderung der Lebenszyklus-treibhausgasemissionen konventioneller Kraftstoffe, *EnWZ*, 2017, S. 62 ff.

33. Art. 25 Abs. 1 des Entwurfs für eine Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2016/0382 (COD), Stand: Juni 2018.