

STELLUNGNAHME

Vom 5. Mai 2021

Referentenentwurf der Biomassestrom- Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

Ansprechpartner

██████████
Josef-Wirmer-Straße 1-3
D-53123 Bonn

Tel.: ██████████

Fax: ██████████

E-Mail: ██████████

Hinweis

Diese Stellungnahme geht im ersten Abschnitt "Allgemeine Anmerkungen" und im zweiten Abschnitt "Wesentliche Risiken" zuerst auf wesentliche Punkte in der BioSt-NachV als auch der Biokraft-NachV ein. Der dritte Teil befasst sich im Detail mit der BioSt-NachV.

1. Allgemeine Anmerkungen (gemeinsam für BioSt-NachV und Biokraft-NachV)

Der DVGW dankt für die frühzeitige Möglichkeit der Stellungnahme. Die Umsetzung der Anforderungen der RED II in nationales Recht an eine nachhaltige Bioenergieproduktion hat für die gesamte Gasbranche eine hohe Priorität.

Leider sind seit Verabschiedung der RED II bis zur Vorlage der Verordnungen zur nationalen Umsetzung bereits mehr als zwei Jahre vergangen, eine zeitnahe Umsetzung wäre u.a. aufgrund der ambitionierten Klimaziele wünschenswert gewesen. Mit Blick auf die von der RED II gesetzten Fristen wird dadurch nun ein unnötiger Zeitdruck und deutlich zusätzliche Kosten bei der Umsetzung verursacht, der besonders in den neu von der RED II erfassten Bereichen und mit der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung umgesetzten Bereichen – bei Strom und Wärme aus festen, flüssigen und gasförmigen Biomassen – zu Unsicherheiten bzw. Risiken bei den betroffenen Beteiligten, insbesondere den Gasproduzenten und Anwendern und Engpässen bei der nötigen Zertifizierung führen kann.

Grundsätzlich begrüßt der DVGW, dass die Verordnungsentwürfe eine weitgehende 1:1- Umsetzung der RED II zeigen und damit einheitlichen europäischen Anforderungen an nachhaltige Bioenergie und einem damit möglichen freien Warenverkehr nicht im Wege stehen.

Im Jahr 2019 wurden rund 10 TWh Biomethan in das Erdgasnetz gespeist. Ein Großteil davon (ca. 8 TWh) wird zur Strom- und Wärmeerzeugung in BHKW genutzt und die Stromerzeugung dabei durch das EEG gefördert.

Im Jahr 2020 wurden rund 1.200 Blockheizkraftwerke(BHKW) mit Biomethan betrieben. Rund 200 BHKW fallen unter die Bestimmungen der BioSt-NachV und müssten nach aktuellem Entwurf ab dem 1. Dezember 2021 Nachhaltigkeitsnachweise für den erzeugten Strom vorlegen. Die BHKW erzeugen rund 1,45 TWh erneuerbaren Strom und beziehen rund 4 TWh Biomethan von mindestens 113 Biomethananlagen, an denen das Biomethan unter Einsatz nachhaltig zertifizierter Biomasse erzeugt werden muss.

Derzeit erfolgt eine Zertifizierung durch Umweltgutachter, welche die Konformität des Gases mit den im EEG enthaltenen Kriterien bestätigen. Zusätzlich hierzu müssen die Biomethanmengen in einem Massenbilanzsystem geführt werden, welche die Erzeugung, den Handel und den Verbrauch abdeckt.

Mit dem vorliegenden Referenten-Entwurf zur Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung werden die bereits aus dem Biokraftstoffbereich bekannten Nachhaltigkeitsanforderungen für flüssige und gasförmige Biomasse auf den Strom- und Wärmebereich ausgeweitet.

2. Wesentliche Risiken (gemeinsam für BioSt-NachV und BiokraftNachV):

Die folgenden Punkte werden als wesentliche Risiken in den beiden Referentenentwürfen identifiziert:

- Die bloße und sehr späte sowie teils rückwirkende Umsetzung der Vorgaben aus der RED II kann kurzfristig zu erheblichen Marktverwerfungen führen, falls keine Anpassungen erfolgen.
 - Als wesentliche Ursache hierfür sind die Übergangsfristen nach BioSt-NachV § 55 zu nennen. Diese sind deutlich zu kurzfristig, um eine Zertifizierung für die ab dem 1. Dezember 2021 zur Stromerzeugung genutzten Einsatzstoffe umfänglich zu ermöglichen. Nicht nur die hohe Anzahl von Produktionsanlagen und die betroffenen Handelsstufen (u.a. Stadtwerke, die Biomethan-BHKW-Betreibern und BHKW-Betreiber sind hier zu nennen, es fehlt auch an ausreichend Ressourcen bei Zertifizierern und Unternehmen.
 - **Der DVGW plädiert daher für eine Anpassung der Frist in der BioSt-NachV in § 55 – in Anbetracht der Angleichung an die kalenderjährigen Nachweispflichten im EEG – auf den 01.01.2023 für die Zertifizierung der Biomasse zur Stromerzeugung. Damit bliebe genügend Zeit, die in 2021 und 2022 geerntete Biomasse auch nachhaltig zertifizieren zu können.**
- Die Mechanismen für gasförmige Biomasse sind an der Biogas-Direktverstromung ausgerichtet. Die speziellen Anforderungen von Biomethan sind nicht abgebildet.
- Sämtliche Bestandsmengen können nicht für BHKW eingesetzt werden, die die 2 MW-Grenze der Verordnung überschreiten
 - Betroffen sind alle BHKW mit einer Gesamt-Feuerungswärmeleistung von mindestens 2 MW (entsprechend einer elektrischen Leistung von ca. 650 kW). Der Entwurf der Novelle sieht vor, dass die Anforderungen bereits zum 1. Dezember 2021 in Kraft treten, was bedeutet, dass eine Zertifizierung der entsprechenden Biomethan-Produktionsanlagen bereits vor der Ernte dieses Jahres erforderlich ist.
- Ein Zertifizierungszeitraum von 3 Monaten für den Biomethaneinsatz von BHKW wird als nicht praktikabel angesehen, da es erhebliche jahreszeitliche Schwankungen bei der Nutzung gibt. Das EEG sieht hier sinnvollerweise einen Bilanzierungszeitraum von 1 Kalenderjahr vor, der für wärmegeführte BHKWs auch zwingend erforderlich ist. Dies ist bisher in dieser Verordnung nicht festgeschrieben, jedoch europarechtlich möglich und sollte hier als eigener Punkt in der Verordnung ergänzt werden.
 - Erläuterung: Wärmegeführte BHKW haben jahreszeitenbedingt im ersten Quartal den höchsten Absatz, während Biomethanproduktionsanlagen im Jahresverlauf gleichmäßig ins Erdgasnetz einspeisen. So ergibt sich zwangsläufig im ersten Quartal eines Kalenderjahres ein negativer Saldo bzgl. der Biomethanversorgung. Das EEG hat diesem Umstand von Anfang an Rechnung getragen und dementsprechend auf einen kalenderjährigen Bilanzierungszeitraum abgestellt. Somit ist der von den Zertifizierungssystemen vorgesehene Bilanzierungszeitraum von 3 Monaten für den Biomethaneinsatz in BHKW nicht anwendbar, da sonst die BHKW auch in diesem Fall den Betrieb einstellen müssten. Daher sollte die Biomassestrom-NachV im Gleichlauf mit dem EEG einen kalenderjährigen Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten beinhalten, um die bestehende und gut funktionierende Flexibilität nicht zu gefährden.

3. Anmerkungen im Detail (BioSt-NachV):

Zu E.2: Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch die erweiterten Anforderungen der RED II fallen rund 2.000 Biogasanlagen neu unter die Pflicht zur Nachhaltigkeitszertifizierung. Für die betroffenen Biogasanlagen ergibt sich ein erheblicher Erfüllungsaufwand, zu dem noch zusätzlicher Erfüllungsaufwand in festen Biomasseanlagen hinzukommt.

Aufgrund der Nachweispflicht der Stromerzeugung ergibt sich ein neuer Erfüllungsaufwand auch im Bereich der flüssigen Biobrennstoffe,

Die Aussage, dass Kosten für die Nachweispflichten „vernachlässigbar“ seien, ist nicht nachvollziehbar. Dies verkennt nicht nur die reinen monetären Kosten der erforderlichen Nachhaltigkeitszertifizierung über die gesamte Kette hinweg, sondern auch den zeitlichen und bürokratischen Aufwand, der besonders für kleine Anlagen eine deutliche Belastung darstellt. Die zusätzlichen Kosten können eine Anhebung der Gebotshöchstwerte erforderlich machen, was bei zukünftigen Ausschreibungen berücksichtigt werden muss.

Es stellt sich die Frage, wer diese Kosten trägt und wie diese zukünftig umgelegt werden können. Die Biogasbranche ist durch das Auslaufen der EEG-Vergütung, hohe Substratpreise und dem voraussichtlichen Ende der vermiedenen Netzentgelte wirtschaftlich ohnehin stark belastet. Bei weiteren Belastungen droht immer mehr Biogasanlagen, und somit dem Rückgrat der für die Erfüllung der Klimaziele notwendigen Produktion Erneuerbarer Gase, das wirtschaftliche Aus. Somit ist zu befürchten, dass sowohl die Anzahl der Marktteilnehmer, wie auch die Menge des produzierten Gases zukünftig rückläufig sein wird.

Zu § 1: Anwendungsbereich:

Der Entwurf sieht vor, dass sich der Anwendungsbereich auf die Förderung vom Strom nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) bezieht, nicht jedoch auf andere Fördertatbestände bzw. die Anrechenbarkeit auf das Ziel der EU bzw. Deutschlands für den Ausbau erneuerbarer Energien. Damit ist unklar, wie die Nachweisführung der Einhaltung der Kriterien der RED II, Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 für andere Anwendungsbereiche als Strom innerhalb des EEG vorgenommen werden soll.

Die Angabe der Gesamtfeuerungswärmeleistung ist nicht geeignet, um die flexible Stromerzeugung aus Biogasanlagen zu erfassen, weshalb eine Ergänzung um die Methanflussrate erforderlich ist.

Der Anwendungsbereich sollte deshalb wie folgt formuliert werden.

Diese Verordnung gilt für die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zur Erzeugung von Strom eingesetzten

- 1. flüssigen Biobrennstoffe,*
- 2. festen Biomasse-Brennstoffe die in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr verwendet werden,*
- 3. gasförmige Biomasse-Brennstoffe, die in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr oder mehr als 200 m³/h Methanfluss bei Standardbedingungen von 0°C und 1 bar Atmosphärendruck verwendet werden,*

Zudem sollte in den Begriffsbestimmungen der in § 1 verwendete Anlagenbegriff nach dem EEG aufgenommen werden:

„Anlage“ jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage ist; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,

Anmerkung I zur Leistungsgrenze 2 MW

Ab 2 Megawatt Gesamtfeuerungswärmeleistung sieht die RED II die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien vor. Das EEG ermutigt in seiner Ausgestaltung vor allem die Biogasnutzung in einer besonders flexiblen Fahrweise zu gestalten und nicht nur erneuerbaren Strom zur Verfügung zu stellen, sondern auch zur Stabilisierung der Versorgung beizutragen. Dazu wurden in den vergangenen Jahren zusätzliche Kapazitäten an BHKW-Leistung installiert um flexibel mehr Leistung in weniger Stunden bereit zu stellen. Mit der Festlegung einer festen Leistungsgrenze basierend auf der theoretisch maximalen Leistung, fallen viele Anlagen unter die Regelung der Biomassestrom-NachV, obwohl die Jahresdurchschnittsleistung und damit der Biomasseeinsatz deutlich niedriger liegen. Da es sich hier um eine Vorgabe der EU handelt, welche nicht über die Biomassestrom-NachV geändert werden kann, soll hier darauf hingewiesen werden, die angedachte Leistungsgrenze im Rahmen der nächsten RED Novellierung noch einmal zu überdenken. Denkbar wäre hier eher eine Ausrichtung anhand des tatsächlichen Biomasseeinsatzes oder der Bemessungsleistung einer Anlage.

Darüber hinaus gibt es noch Unsicherheiten bezüglich der Ermittlung der Anlagengröße. Da sich der Anlagenbegriff im Bundes-Immissionsschutzgesetz von dem im EEG unterscheidet, wäre eine Klarstellung des Anlagenbegriffes in §2 Begriffsbestimmung angemessen.

Anmerkung II zur Leistungsgrenze 2 MW

Um die Nachhaltigkeitskriterien erfolgreich zu etablieren ist es erforderlich, die unterschiedlichen Mechanismen in den einzelnen Sektoren bzw. Verwendungspfaden adäquat abzubilden. Die Nutzung gasförmiger Biomasse findet in Deutschland auf zwei verschiedenen Wegen statt. Ein großer Teil des Biogases wird direkt am Ort der Produktion in stromgeführten BHKW verstromt. Ein anderer Teil, ca. 12 TWh pro Jahr, wird auf Erdgasqualität aufbereitet und als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist. Über das bundesweite Gasnetz wird das Biomethan massenbilanziell an Betreiber von BHKW geliefert, um es wärmegeführt, d.h. unter vollständiger Nutzung der BHKW-Wärme (zur Deckung des Wärmebedarfs eines Gebäudes, einer Produktionsstätte oder zur Lieferung von grüner Wärme für Wärmenetze), zu verstromen.

Üblicherweise besteht die Lieferkette für Biomethan aus mindestens drei Unternehmen: Einem Produzenten, einem Händler (der z. B. bundesweit Mengen von Produktionsanlagen aggregiert und bedarfsgerecht an BHKWs liefert) und dem Betreiber des BHKW. Häufig wird die Lieferkette noch durch weitere Handelsstufen (z.B. ein kommunales Stadtwerk, das innerhalb seines Versorgungsgebietes Biomethan für BHKW-Betreiber liefert) ergänzt. Diese Lieferkettensituation führt dazu, dass es keine 1:1-Kopplung zwischen der Produktion und der Verwendung gibt.

Infolgedessen ist dem Produzenten (und ggf. einem Händler am Anfang der Lieferkette) **üblicherweise nicht bekannt, in welchem BHKW das Biomethan verwendet wird**, insbesondere ist am Anfang der Kette nicht bekannt, ob ein BHKW mit mehr oder weniger als 2 MW Feuerungswärmeleistung versorgt wird.

Aufgrund dieser Situation ist davon auszugehen, dass mit der Novelle der Biostrom-Nachhaltigkeitsverordnung nicht nur die ca. 50% der Biomethanmenge, die in BHKWs mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung über 2 MW verwendet wird, sondern der weitaus größte Teil, der in BHKWs eingesetzten Biomethanmenge kurzfristig zertifizierungspflichtig wird.

Zu § 2: Begriffsbestimmungen:

Zu § 2, 2: Anerkannte Zertifizierungssysteme

Es ist positiv zu bewerten, dass die Anerkennung von Zertifizierungssystemen einheitlich von der Europäischen Kommission vorgenommen und keine nationale Anerkennung erfolgen soll. Jedoch geht die Bestimmung in § 34 zur Kontrolle spätestens sechs Monate nach Ausstellung des ersten Zertifikats über die Anforderungen RED II hinaus und könnten so die Notwendigkeit eines nationalen Systems begründen.

Zu § 2, 7: Dauerkulturen:

Die Definition „mehnjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird“ ist problematisch, da damit z.B. Durchwachsene Silphie oder Dauergrünland als Biogassubstrat ausgeschlossen werden. Folgende Formulierung wird vorgeschlagen:
„Dauerkulturen“ sind mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird.

Zu § 2, 20: Letzte Schnittstelle

Der Begriff der Konversion ist unklar, da er offenlässt, ob damit die Erzeugung des Brennstoffs oder von Strom gemeint ist. Hier muss klar definiert werden, dass Anlagen, die Strom aus flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen erzeugen, als letzte Schnittstelle definiert sind, da nur diese die für gültige Nachhaltigkeitsnachweise nötige Treibhausgasminde rung berechnen können.

Folgende Formulierung wird vorgeschlagen:

*„Letzte Schnittstelle ist die Schnittstelle, nach der keine weitere Konversion stattfindet. **Biomasse- oder Biogasanlage, die Strom aus Biomasse-Brennstoffen oder flüssigen Biobrennstoffen erzeugt.**“*

Zu § 2, 25-27: Definition von Reststoffen

Grundsätzlich ist es problematisch, eine Positivliste für Reststoffe einzuführen, da dies zum unbeabsichtigten Ausschluss von Stoffen und gemischten Biomasseströmen für die Verarbeitung und die Vergütung führen kann. In der Stromerzeugung können eine Vielzahl von Abfall- und Reststoffe genutzt werden, so dass das Risiko besteht, aus Nachhaltigkeitssicht eigentlich wünschenswerte Brennstoffe versehentlich auszuschließen.

Zudem ist eine Einzelfallbetrachtung sinnvoll, da sich die Eigenschaften eines Stoffes je nach Situation ändern können und Biomassen je nach Fall sowohl Abfall als auch Reststoff sein kann. Die korrekte Einstufung des Materials hat schließlich eine signifikante Bedeutung z.B. auf die Treibhausgas-Bilanz des Hauptprodukts, da auf Reststoffe Treibhausgase allokiert werden dürfen, auf Abfälle jedoch nicht. Bei Abfällen findet keine Betrachtung der Vorketten statt (auch bzgl. nachhaltige Erzeugung), bei Reststoffen ggf. schon. Pauschale Positivlisten sind daher nicht erstrebenswert. Beispielsweise wäre Sägemehl ein Reststoff nach Nummer 26, wenn neben dem Hauptprodukt die Pelletproduktion aus Sägemehl ein Produktionsnebenziel ist.

Stattdessen sollte die Entscheidung zur Einstufung eines Stoffes einem nicht-exklusiven Ansatz folgen, wie er im Entscheidungsbaum des Anhangs II der Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen betreffend Abfall und Nebenprodukten KOM (2007) 59 vorgeschlagen wird (<https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2007/DE/1-2007-59-DE-F1-1.Pdf>).

Zu § 2, 32: Zertifikate

Hieraus ergibt sich ein Widerspruch zu § 2, 21, da nach 32. auch für Lieferanten Zertifikate ausgestellt werden müssen, diese nach 21. jedoch keine Schnittstellen sind.

Zu § 3: Anforderungen für die Vergütung

In § 3 (1) 2. muss ergänzt werden, dass der Bezug der Treibhausgasminderung Strom ist, nicht jedoch der flüssige Biobrennstoff oder der Biomasse-Brennstoff.

Folgende Formulierung wird vorgeschlagen:

*(2) die **Strom aus den eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe** das Treibhausgas Minderungspotenzial nach § 6 aufweisen und*

Die vorgesehene Übergangsfrist bis 30. Juni 2022 erscheint als deutlich zu kurzfristig. Zwar entfällt die Frist mit der im Entwurf formulierten Einschränkung, „*weil der Nachweisverpflichtete mangels anerkannten Systemen für die Zertifizierung daran gehindert war, entsprechende Nachweise vorzulegen.*“ Doch auch nach Anerkennung eines Nachweissystems bedarf es weiterhin einer Übergangsfrist, da Zertifizierungsstellen zugelassen, Auditoren geschult und Kontrollen durchgeführt werden müssen. Es ist also auch nach Anerkennung eines Zertifizierungssystems nicht zuletzt in Anbetracht der großen Anzahl an Betroffenen mit einem erheblichen Zeitaufwand und Verzug zu rechnen, bis alle Verpflichteten den Nachweisanforderungen nachkommen können. Zudem stellt die Corona-Pandemie und die Maßnahmen zur Eindämmung der Pandemie die Wirtschaftsbeteiligte bereits vor erheblich erschwerte Bedingungen, so dass die Unternehmen auf absehbare Zeit nicht im Normalbetrieb arbeiten können und die Umsetzung der Anforderungen der RED II entsprechend erschwert werden. Dies gilt es ebenfalls bezüglich einer Übergangsfrist zu berücksichtigen. Akteure aus der Branche befürchten, dass sich die Abwicklung der Zertifizierung sogar bis in die zweite Jahreshälfte 2022 hinziehen könnte. In Anbetracht der kalenderjährigen Nachweispflichten im EEG sollte die Übergangsbestimmung besser den 31.12.2022 anwenden. Damit bliebe genug Zeit, die Nachweisführung vollumfänglich umzusetzen.

Es wird vorgeschlagen, die entsprechende, folgende Passage zu **löschen** zugunsten der vorgenannten Übergangsfrist zum 31.12.2022:

Der Anspruch auf Zahlung nach den Bestimmungen für Strom aus Biomasse des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht, im Fall der Biomasse-Brennstoffe, auch ohne Vorliegen des Nachweises über die Erfüllung der Anforderungen von §§ 4 bis 6, soweit und solange der Nachweis über die Erfüllung dieser Anforderungen ausschließlich deshalb nicht erbracht werden kann, weil der Nachweisverpflichtete mangels anerkannten Systemen für die Zertifizierung daran gehindert war, entsprechende Nachweise vorzulegen, längstens bis 30. Juni 2022.

Zu § 7: Nachweis über die Erfüllung der Anforderungen für die Vergütung

Hier tritt ebenfalls das Problem der falsch definierten letzten Schnittstelle auf. Den Nachweis der Anforderungen nach § 3 Absatz 1, worunter u.a. die Treibhausgasminderungsverpflichtung nach § 6 fällt, kann nur die Schnittstelle leisten, die Strom, Wärme oder Kälte produziert. Deshalb muss hier der Anlagenbetreiber, sondern die letzte Schnittstelle gegenüber dem Netzbetreiber nachweispflichtig sein.

Zu § 15: Folgen fehlender oder nicht ausreichender Angaben

Ein Nachhaltigkeitsnachweis kann vor der Konversion zu Strom und Wärme noch keine Angaben zur Treibhausgasminderung enthalten, sondern nur danach.

Zu § 18: Nachhaltigkeits-Teilnachweise

Die Anmerkungen zu Nachhaltigkeitsnachweisen gelten entsprechend.

Zu § 19 Unwirksamkeit von Nachhaltigkeitsnachweisen und Teilnachweisen

Wie zu § 14 ausgeführt, wird eine korrekte und vollständige Ausstellung eines Nachweises zur Treibhausgasminderung nicht möglich sein.

Zu § 22: Inhalt der Zertifikate

Die Angabe zur Art der Treibhausgasberechnung erscheint auf den für Schnittstellen ausgestellten Zertifikaten nicht sinnvoll, da die der Treibhausgasberechnung während der Zertifikatslaufzeit variieren kann (Standardwerte, tatsächliche Berechnung). Stattdessen muss diese Angabe auf dem Nachhaltigkeitsnachweis angegeben werden. Entsprechend sollte § 22 6. gestrichen werden.

Zu § 24: Gültigkeit der Zertifikate

Grundsätzlich wird es begrüßt, dass Zertifikate, die vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung ausgestellt wurden, ihre Gültigkeit behalten sollen. Jedoch werden unter der bestehenden Kleinerzeugerregelung der RED I Zertifikate für einen Zeitraum von drei Jahren ausgestellt, weshalb mit dem Beibehalt der Gültigkeit für zwölf Monate ab Zertifikatslaufzeitbeginn ab dem Inkrafttreten der Verordnung eine vermutlich unbeabsichtigte Verkürzung der Laufzeit verbunden wäre. Dies sollte korrigiert werden.

Folgende Formulierung wird vorgeschlagen:

*Zertifikate sind für einen Zeitraum von zwölf Monaten ab dem Laufzeitbeginn gemäß § 22 Nummer 2 gültig. Die vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung ausgestellten Zertifikate bleiben für einen Zeitraum von zwölf Monaten ab dem Datum des Laufzeitbeginns nach § 22 Nummer 2 **für die volle Zertifikatslaufzeit** wirksam.*

Zu § 28: Anerkennung von Zertifizierungsstellen

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb nach § 28 (1) 3. für die Anerkennung von Zertifizierungsstellen zu einer Verschärfung der Anforderungen kommt, indem neben den Anforderungen der DIN EN/IEC 17065, Ausgabe Januar 2013, auch noch die Anforderungen der DIN EN ISO 17021, Ausgabe November 2015 erfüllt werden sollen. Eine Erfüllung beider, sich doppelnder Anforderungen wird als nicht sinnvoll erachtet und bringt für die Zertifizierung keinen Mehrwert. Besonders für kleinere Zertifizierungsstellen dürfte dies jedoch ein Hindernis darstellen und mit Blick auf zu erwartende Engpässe an Zertifizierungsstellen und Auditoren aufgrund des erweiterten Anwendungsbereiches der RED II auf Strom und Wärme sollte dies vermieden werden.

Vorgeschlagene Änderung:

*3. die Anforderungen der DIN EN/IEC 17065, Ausgabe Januar 2013 und **oder** der DIN EN ISO 17021, Ausgabe November 2015 erfüllen und ihre Kontrollen den Anforderungen der DIN EN ISO 19011, Ausgabe Dezember 2018, genügen,*

Zu § 34: Kontrolle der Schnittstellen und Lieferanten

Im Abschnitt „B. Besonderer Teil“ wird unter „zu § 25 Abschnitt 4“ die Begründung zur Aufgabe eines nationalen Systems beschrieben, der vollumfänglich zugestimmt werden kann. Jedoch führt die Anforderung in § 34 zur Pflicht von Überwachungsaudits nach sechs Monaten, die über die Anforderungen der RED II hinaus gehen und keine 1:1 Umsetzung mehr darstellt, zur Notwendigkeit, ein nationales System zu führen. Die RED II hingegen sieht dies nur für Schnittstellen im Bereich Abfall und Reststoffe vor. Für land- und forstwirtschaftliche Biomassen wird dies entschieden abgelehnt, da dies doppelte Kosten und Aufwand ohne erkennbaren Mehrwert bedeuten würde.

Zudem wäre damit für die Zertifizierungsstellen die Herausforderung verbunden, ein paralleles DE-System zu führen, mit dem zusätzlichen Aufwand für die zuständige nationalen Behörde im Bereich Anerkennung und Überwachung.

Da die Regelung zu Überwachungsaudits bereits Gegenstand des Anerkennungsverfahrens der Zertifizierungsstellen bei der EU-Kommission sind – somit also von allen anerkannten Zertifizierungssystemen korrekt umgesetzt werden – ist die Anforderung an Überwachungsaudits in § 34 entbehrlich und kann ersatzlos entfallen.

Folgende Formulierung wird vorgeschlagen:

(1) Die Zertifizierungsstellen nach § 2 Nummer 33 kontrollieren spätestens sechs Monate nach Ausstellung des ersten Zertifikats und im Übrigen mindestens einmal im Jahr, ob die Schnittstellen und die Lieferanten die Voraussetzungen für die Ausstellung eines Zertifikates nach § 21 weiterhin erfüllen.

Zu § 55: Übergangsbestimmungen

In den Übergangsbestimmungen muss eine Frist für Biomasse aus alter Ernte aufgenommen werden, um Probleme bei Biomasse, die sich in Lagern oder Silos befindet, aber noch nicht verarbeitet wurde, zu vermeiden. Die vorgesehene Frist für die Erzeugung bis 01.12.2021 ist ungeeignet, Lagerbestände von Biomassen zu adressieren und ignoriert die jährlichen Produktionszyklen in Land- und Forstwirtschaft. Die späte Vorlage der Verordnung kann nicht rückwirkend Anforderungen an den Biomasseanbau definieren und macht es deshalb erforderlich eine ausreichende Übergangsfrist, die den Produktionszyklus berücksichtigt, zu ermöglichen. Zudem würde eine Übergangsfrist bis 01.12.2021 einen potenziellen Widerspruch zu der in § 3 (1) formulierten Frist bis 30.06.2022 darstellen. Es sollte deshalb in den Übergangsbestimmungen klargestellt werden, dass weder die Erstzertifizierung in Übereinstimmung mit einem geänderten § 3 (1) bis 01.12.2021 zu erfolgen hat, noch dass Biomasse bis 30.06.2022 die Anforderungen der BioSt-NachV erfüllen muss.

Folgende Formulierung wird in Zusammenhang mit §3 (1) BioSt-NachV (siehe oben) vorgeschlagen:

Diese Verordnung ist nicht auf die Erzeugung von Biomasse-Brennstoffen anzuwenden, die bis zu 12 Monate vor der Erstzertifizierung geerntet aber nicht verarbeitet wurde vor dem 1. Dezember 2021 zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Eine alternative Gestaltungsmöglichkeit, die der Branche und den Behörden genug zeitlichen Spielraum geben würde und zudem kalenderjährliche Abrechnungsmodalitäten des EEG zu adressieren, wäre folgende Formulierung des §55.

“Diese Verordnung ist nicht auf die Erzeugung von Biomasse-Brennstoffen anzuwenden, die vor dem 1. ~~Dezember~~ Januar 2021-3 zur Stromerzeugung eingesetzt werden.”

Es ist zwingend notwendig, in den Übergangsbestimmungen des § 55 die Strommengen auszunehmen, die aus Biomethan-Biomasse erzeugt wird, die vor dem 1.1.2023 ins Erdgasnetz eingespeist worden ist. So kann das Jahr 2022 genutzt werden, die Biomethanproduktionsanlagen und die betroffenen Händler den erforderlichen Zertifizierungsprozessen zu unterziehen und Anpassungen in den Wertschöpfungsprozessen durchzuführen.

Es bietet sich an – im Gleichklang mit den Erfordernissen der BEHG-Durchführungsverordnung – im Jahr 2022 stattdessen einen Nachweis aus einem anerkannten Massebilanzsystem in Kombination mit einem Biomethan-Liefervertrag zu fordern. Auf diese Weise ist es auch möglich Übermengen, die in den Vorjahren produziert, aber noch nicht verwendet wurden, und die sich in den jeweiligen Biogasbilanzkreisen der Biomethanhändler befinden, uneingeschränkt in den Jahren 2021 und 2022 zu nutzen.

Ebenso ist es erforderlich klarzustellen, dass der im EEG für Biomethan vorgesehene Bilanzierungszeitraum von 1 Kalenderjahr nicht durch Nachhaltigkeitsanforderungen ausgehebelt wird. Da wärmegeführte BHKW jahreszeitenbedingt im ersten Quartal den höchsten Absatz haben, während Produktionsanlagen im Jahresverlauf gleichmäßig ins Erdgasnetz einspeisen, ergibt sich zwangsläufig im ersten Quartal eines Kalenderjahres ein negativer Saldo. Somit ist der in den Zertifizierungssystemen für Biokraftstoffe vorgesehene Bilanzierungszeitraum von 3 Monaten für den Biomethaneinsatz in BHKW nicht anwendbar.

Neben den vom BHKW-Betreiber zukünftig nachzuweisenden Nachhaltigkeitsanforderungen muss der Betreiber weiterhin den Nachweis der Einhaltung der sonstigen für die EEG-Vergütung relevanten Kriterien nachweisen. Dazu wird für Biomethan überwiegend das Biogasregister der Deutschen Energieagentur (Dena) verwendet. Bisher gilt der Grundsatz, dass zur Vermeidung von Doppelvermarktung Mengen entweder ins System Nabisy oder ins Biogasregister eingestellt werden dürfen. Dieser Grundsatz wird mit der Novelle der Biostrom-Nachhaltigkeitsverordnung nicht mehr aufrechtzuerhalten sein, wenn ein Nachweis der Nachhaltigkeitsanforderungen für den Biomethaneinsatz in BHKW auch über Nabisy erfolgt. Hier ist dringend eine Lösung erforderlich, damit auch in Zukunft eine Doppelvermarktung sicher ausgeschlossen werden kann.

Ohne die aus unserer Sicht zwingend erforderlichen Änderungen werden wahrscheinlich mangels ausreichend zertifizierter Biomethanmengen zum 1. Dezember 2021 Betreiber von Biomethan-

BHKW ihre Anlagen zum 1. Dezember 2021 für ca. 1 Jahr abstellen müssen, um den EEG-Status der Anlagen (vollständige Förderfähigkeit) nicht zu gefährden. Da diese Anlagen zu 100% in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, fällt neben der ausbleibenden Stromerzeugung aus diesen Anlagen auch die Wärmebereitstellung aus. Alternativ führt es dazu, dass die Wärmeversorgung mittels des Einsatzes fossiler Energieträger erfolgt (z.B. über Spitzenlast-Erdgas-/Ölkessel).

Zu § 56: Inkrafttreten

Entsprechend der vorgesehenen Regelung in § 3 (1) sollte für die Umsetzung der BioSt-NachV eine Übergangsfrist eingeräumt werden. Zum einen bereitet die späte Vorlage der Nachhaltigkeitsverordnungen und entsprechend anerkannter Nachweissysteme Probleme bei der Implementierung der gegenüber der RED I neuen Vorgaben in den Unternehmen und zum anderen stellen bekanntlich ohnehin die Corona-Pandemie und die Maßnahmen zur Eindämmung der Pandemie die Wirtschaftsbeteiligten bereits vor erheblich erschwerte Bedingungen für die Implementierung bezüglich neu aufgenommener Produktgruppen.