



ANALYSE

Auswirkungen der RED III auf den Biomethanmarkt

Welche Auswirkungen haben die Nachhaltigkeitsanforderungen aus Artikel 29 der RED III auf den Biomethanmarkt?

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel: +49 30 66 777-0

Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Toni Reinholz, Teamleiter Erneuerbare Energien
Christin Schmidt, Expertin Erneuerbare Energien

Bildnachweis:

shutterstock/Einstock

Stand:

Juli/2024

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024): Auswirkungen der RED III auf den Biomethanmarkt - Welche Auswirkungen haben die Nachhaltigkeitsanforderungen aus Artikel 29 der RED III auf den Biomethanmarkt?

Inhalt

Zusammenfassung	4
1 Hintergrund	5
2 Rechtliche Regelungen der RED.....	6
3 Bedeutung der Regelungen für den Bestand an Biomethan-Erzeugungsanlagen und den Bestand an Biomethan-BHKW	7
3.1 Eingesetzte Substrate und THG-Werte von Biomethan	7
3.2 Biomethan-Erzeugungsanlagen.....	9
3.3 Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomethan.....	10
4 Schlussfolgerung	11
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	12

Zusammenfassung

- Die Einhaltung der neuen Nachhaltigkeitsanforderungen aus Artikel 29 der RED III betreffen den Großteil der Biomethan-KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) im Bestand. Nach wie vor dominiert für die Erzeugung von Biomethan in Bestandsanlagen der Einsatz von Anbaubiomasse, auch wenn in den letzten Jahren der Anteil an abfall- und reststoffstämmigen Substraten stark gestiegen ist. Auch geförderte Biomethan-KWK-Anlagen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) setzen vor allem Biomethan auf Basis von Anbaubiomasse ein.
- **Da die notwendige Biomethanqualität derzeit im Markt nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung steht, würde ein Großteil des Biomethans, das in Biomethan-BHKW derzeit zum Einsatz kommt, die gesetzten Mindestanforderungen an die Minderung der Treibhausgase (THG) gemäß Artikel 29 der RED III mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erfüllen.** Damit würden die betroffenen Anlagen ihren Betrieb vor Auslaufen der in der Regel projektierten 20 Jahre einstellen müssen, da die Erfüllung der Anforderungen gemäß Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und damit auch des EEG nicht mehr möglich ist und der bestehende Vergütungsanspruch so ausgehebelt wird. Im schlimmsten Fall betrifft das rund zwei Drittel des nach EEG eingesetzten Biomethans, sodass ca. 2,3 TWh erneuerbare Wärme und 1,9 TWh erneuerbarer Strom dann nicht mehr erzeugt werden könnten.
- **Die Bundesregierung hat jedoch die Möglichkeit, den bestehenden Anlagen Bestandsschutz bis Ende 2030 zu gewähren.** Damit würde den bereits bestehenden Biomethananlagen genügend Zeit eingeräumt werden, sich auf die geforderten THG-Mindesteinsparungen von 80 Prozent durch Anlagenertüchtigung und Umstellung des Substratinputs einzustellen.

1 Hintergrund

Mit der RED III sind die Anforderungen an die Treibhausgasminderung für biogene Kraft- und Brennstoffe weiter erhöht worden und betreffen auch Bestandsanlagen. Nach wie vor dominiert für die Erzeugung von Biomethan in Bestandsanlagen der Einsatz von Anbaubiomasse, auch wenn in den letzten Jahren der Anteil an abfall- und reststoffstämmigen Substraten stark gestiegen ist. Auch geförderte Biomethan-KWK-Anlagen gemäß EEG setzen vor allem Biomethan auf Basis von Anbaubiomasse ein. Die Einhaltung der Mindestanforderung von 80 Prozent THG-Minderung stellt für Anlagen mit Anbaubiomasse als Substrat anhand der THG-Standardwerte gemäß Erneuerbare-Energien-Richtlinie eine wirkliche Herausforderung dar. Daher wird innerhalb dieses Papiers geprüft, welche Auswirkungen die steigenden THG-Minderungsanforderungen auf den Weiterbetrieb von Biomethan-BHKW haben, die länger als 15 Jahre in Betrieb sind und mindestens 2 MW Feuerungswärmeleistung (FWL) aufweisen.

2 Rechtliche Regelungen der RED

Nach Artikel 29 Absatz 1 RED III müssen Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß den Absätzen 2 bis 7 und 10 eingehalten werden, wenn gasförmige Biomasse-Brennstoffe in Anlagen zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mindestens 2 MW eingesetzt oder in Biomethan-Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von über 200 Nm³/h erzeugt werden.

Gemäß Artikel 29 Absatz 10 d bis h RED III müssen folgende Minderungen der THG-Emissionen bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung erreicht werden:

- Mindestens 80 Prozent für Neuanlagen, die Biomasse-Brennstoffe nutzen, mit Inbetriebnahme (IBN) nach dem 20. November 2023
- Mindestens 70 Prozent bis zum 31. Dezember 2029 und mindestens 80 Prozent ab dem 1. Januar 2030 für Anlagen ≥ 10 MW, die Biomasse-Brennstoffe nutzen, mit IBN 1. Januar 2021 bis 20. November 2023
- Mindestens 70 Prozent für Anlagen ≤ 10 MW, die unter 15 Jahren in Betrieb sind, und mindestens 80 Prozent nach 15 Jahren in Betrieb für Anlagen ≤ 10 MW, die gasförmige Biomasse-Brennstoffe nutzen, mit IBN 1. Januar 2021 bis 20. November 2023
- Mindestens 80 Prozent nach 15 Jahren in Betrieb für Anlagen ≥ 10 MW, die Biomasse-Brennstoffe nutzen, mit IBN vor dem 1. Januar 2021; dies frühestens ab dem 1. Januar 2026 und spätestens ab dem 31. Dezember 2029
- Mindestens 80 Prozent nach 15 Jahren in Betrieb für Anlagen ≤ 10 MW, die gasförmige Biomasse-Brennstoffe nutzen, mit IBN vor dem 1. Januar 2021; dies frühestens ab dem 1. Januar 2026

Für Biomethan-Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von über 200 Nm³/h sind gemäß Artikel 29 Absatz 10 a bis c RED III folgende THG-Mindesteinsparungen vorgesehen, wenn sie Biomethan als Biokraftstoff im Verkehr vermarkten möchten:

- 50 Prozent, wenn die Anlage am oder vor dem 5. Oktober 2015 den Betrieb aufgenommen hat
- 60 Prozent, wenn die Anlage den Betrieb zwischen dem 6. Oktober 2015 und dem 31. Dezember 2020 aufgenommen hat
- 65 Prozent, wenn die Anlage den Betrieb ab dem 1. Januar 2021 aufgenommen hat

Gemäß Artikel 29 Absatz 15 RED III gibt es eine Bestandsschutzregelung, die jedoch nur eine Kann-Bestimmung ist. Danach kann bis zum 31. Dezember 2030 Energie aus Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Brennstoffen aus Biomasse für die in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c des vorliegenden Artikels genannten Zwecke ebenfalls berücksichtigt werden, wenn

- die Unterstützung vor dem 20. November 2023 nach den Kriterien für Nachhaltigkeit und THG-Emissions-einsparungen gemäß Artikel 29 in der am 29. September 2020 geltenden Fassung gewährt wurde
- eine langfristige Unterstützung gewährt wurde, für die zu Beginn des Förderzeitraums ein fester Betrag festgelegt wurde, und sofern ein Korrekturmechanismus vorhanden ist, um sicherzustellen, dass keine Überkompensation vorliegt

Neben den Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß RED III besteht nach Artikel 19 (j) der COMMISSION IMPLEMENTING REGULATION (EU) 2022/996 und den darauf basierenden Systemdokumenten der freiwilligen Zertifizierungssysteme (z. B. ISCC, REDcert) die Anforderung einer verpflichtenden Saldierung der THG-Emissionen bei der Erzeugung von Biogas aus verschiedenen Substraten. Zuvor waren die THG-Emissionen jeweils für die eingesetzten Substrate einzeln auszuweisen.

3 Bedeutung der Regelungen für den Bestand an Biomethan-Erzeugungsanlagen und den Bestand an Biomethan-BHKW

3.1 Eingesetzte Substrate und THG-Werte von Biomethan

Für die Erzeugung von Biomethan werden nach wie vor vornehmlich nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) eingesetzt. Einsatzstoffe wie Gülle oder Bioabfälle zeigen in den letzten Jahren aber eine signifikante Steigerung mit weiter wachsender Tendenz (Abbildung 1). Diese Entwicklung ist durch die Anforderungen der RED II und die Nachfrage aus dem Verkehrsbereich zu begründen.

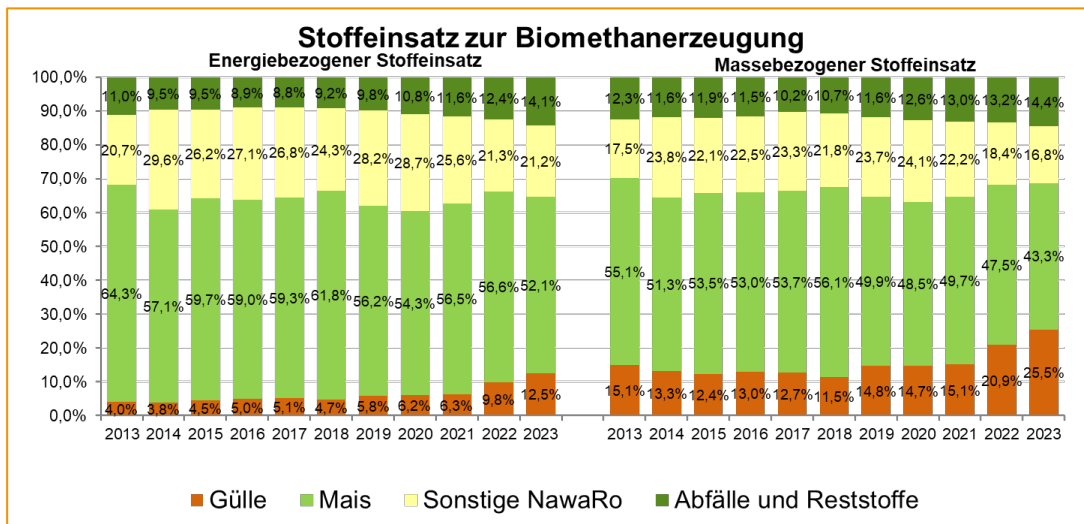


Abbildung 1: Stoffeinsatz zur Biomethanerzeugung

Quelle: Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023): Branchenbarometer Biomethan 2023

Zur Ermittlung der THG-Werte der eingesetzten Substrate beinhaltet die (EU) Richtlinie 2001/2018 im Annex VI D die in Tabelle 1 aggregierten Standardwerte. Für sonstige nachwachsende Rohstoffe sowie Rest- und Abfallstoffe sind **keine** THG-Standardwerte vorhanden. Die Emissionsberechnung für die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomethan muss nach der Methodik gemäß Annex V C RED erfolgen. Darin sind neben dem THG-Wert des eingesetzten Biomethans die Wirkungsgrade für Strom und Wärme der jeweiligen KWK-Anlage zu berücksichtigen. Aufgrund des Fehlens von vielen THG-Standardwerten zur Biomethanerzeugung müssen diese manuell berechnet werden. Diese individuelle Berechnung führt für die Anlagenbetreiber zu hohen zusätzlichen Aufwänden bei der THG-Berechnung.

Einsatzstoff	Technik	Typische THG-Werte RED gCO ₂ eq/MJ	Standard THG-Werte RED in gCO ₂ eq/MJ
Mais	Geschlossenes Gärrestlager, Gasfackel	26	30
Gülle	Geschlossenes Gärrestlager, Gasfackel	-103	-100
Gülle 60 % / Mais 40 %	Geschlossenes Gärrestlager, Gasfackel	7	10
Bioabfall	Geschlossenes Gärrestlager, Gasfackel	10	14

Tabelle 1: THG-Standardwerte für Biomethan gemäß Annex IX RED III

Abbildung 2 zeigt beispielhaft die THG-Einsparung für Wärme und Strom, wenn die Standardwerte aus Tabelle 1 für die entsprechenden Substrate verwendet werden.

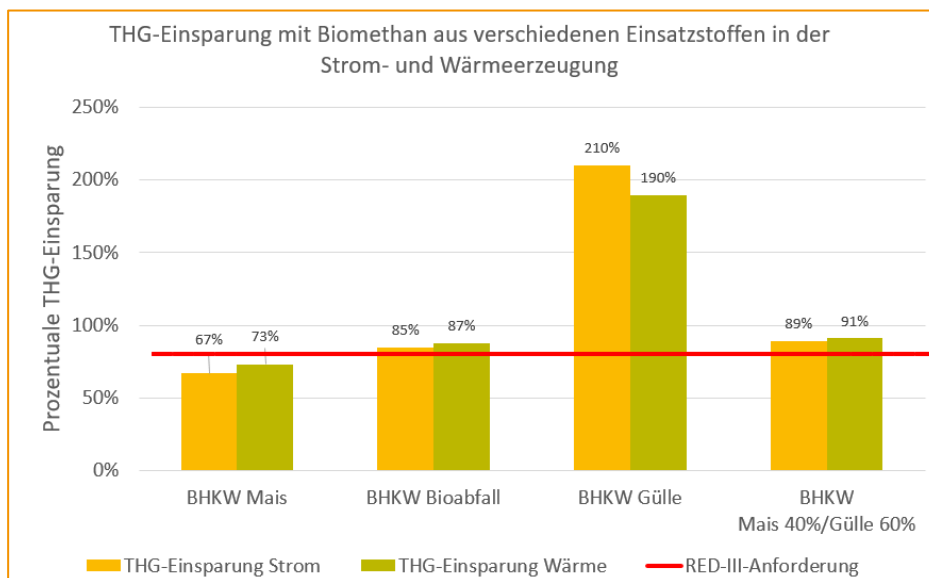


Abbildung 2: Beispielhafte THG-Einsparung mit Biomethan aus verschiedenen Einsatzstoffen in der Strom- und Wärmeerzeugung
 Quelle: eigene Darstellung

Es wird ersichtlich, dass die Einhaltung der THG-Mindestanforderung von 80 Prozent mit Mais als Substrat nicht erfüllt werden kann. Dadurch sind weitere THG-Einsparungen im Erzeugungsprozess durch CO₂-Verflüssigung oder eine manuelle Berechnung der THG-Werte notwendig. Es ist zu beachten, dass es in der Regel keine Mais-Mono-Vergärung in Biomethan-Erzeugungsanlagen gibt, auch wenn Mais absolut den höchsten Anteil an der Erzeugung von Biomethan hat. Um eine solide THG-Bilanzierung für den jeweils verwendeten Substratmix zu erstellen, bräuchte es zeitnah weitere THG-Standardwerte, um den Nachweis zur Einhaltung der zukünftig geforderten THG-Einsparung erbringen zu können.

3.2 Biomethan-Erzeugungsanlagen

Gemäß der Größenbestimmung in Artikel 29 Absatz 1 RED III müssen alle Biomethan-Erzeugungsanlagen Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllen, wenn sie über der vorgesehenen Mindestkapazität von 200 Nm³/h liegen. Es ist jedoch nicht eindeutig, wie die THG-Anforderungen für Biomethan-Erzeugungsanlagen zu bewerten sind, wenn das erzeugte Biomethan nicht ausschließlich oder gar nicht im Kraftstoffsektor vermarktet wird, sondern zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen unter 2 MW FWL zum Einsatz kommen soll. Für die letztere Vermarktung sind keine Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß Artikel 29 RED III zu erfüllen.

Biomethan-Erzeugungsanlagen, die nach Inkrafttreten der RED II den Betrieb aufgenommen haben, erfüllen die gestellten THG-Mindestanforderungen des Artikels 29 Absatz 10 RED III für die Strom- und Wärmeerzeugung bereits, da sie überwiegend Abfälle und Reststoffe mit hohem THG-Einsparpotenzial zur Biomethanproduktion einsetzen. Bestandsbiomethananlagen, die in früheren Jahren in Betrieb gegangen sind, können die geforderten THG-Einsparungen allerdings nicht direkt erfüllen, da

- sie vor allem oder ausschließlich Anbaubiomasse einsetzen
- aufgrund der regionalen Gegebenheiten keine Gülle oder keine pflanzlichen Nebenprodukte mit geringeren THG-Emissionen zur Verfügung stehen oder nur über weite Entfernungen geliefert werden könnten
- mit steigendem Wirtschaftsdünger-/Bioabfalleinsatz eine umfangreiche Anpassung der Anlagentechnik (z. B. Rührwerke, Pumpen, Einbringtechnik) sowie der Logistikkonzepte (z. B. Halle und Vorgrube zur Lagerung von Wirtschaftsdüngern/Abfällen) notwendig wird und für solche Umstellungen der Substrate hohe genehmigungstechnische Hürden zu berücksichtigen sind. Die Dauer des Genehmigungsverfahrens kann dabei aktuell auf ein bis zwei Jahre angesetzt werden.
- die Aufbereitungstechnologie der Anlagen auf Druckwasserwäsche beruht (60 bis 70 Anlagen in Deutschland) und eine CO₂-Verflüssigung zur weiteren THG-Einsparung nicht wirtschaftlich ist

Schwierig für alle Biomethan-Erzeugungsanlagen erscheint außerdem der Umstand, dass die gesamte Vorkette zertifiziert werden muss. Bei unter Umständen mehr als 200 Vorlieferanten und fehlenden THG-Standardwerten ist dies eine kaum zu erfüllende Anforderung, da die THG-Berechnungen manuell vorgenommen werden müssten und der dafür notwendige Dokumentationsaufwand kaum oder gar nicht darstellbar ist. Hinzu kommt, dass die eigenen Berechnungen, unter anderem auch über eine Literaturrecherche, zu einer Art unklarer Systematik führen und kein einheitlich vergleichbares Vorgehen bieten.

Prinzipiell kann die Saldierung von Einsatzstoffen mit Gülle die Einhaltung der THG-Mindestanforderung von 80 Prozent ermöglichen, jedoch ist eine bilanzielle Teilung von Anbaubiomasse sowie Rest- und Abfallstoffen gemäß Artikel 19 (j) der COMMISSION IMPLEMENTING REGULATION (EU) 2022/996 in Verbindung mit § 44b Absatz 5 EEG wahrscheinlich nicht zulässig, geschweige denn umsetzbar (dies ist auch im Zusammenhang mit der nationalen Aussetzung der Saldierung für den Verkehrsbereich zu sehen). Hier ist für die Zukunft nicht eindeutig geklärt, wie der Ansatz der Saldierung auf EU-Ebene und ihre Dokumentation in der Unionsdatenbank mit der bilanziell getrennten Erfassung in nationalen Registern, wie dem dena-Biogasregister oder Nabisy, im Zusammenhang stehen und vollzogen werden sollen.

3.3 Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomethan

Von aktuell insgesamt 1.044 bekannten Biomethanbestands-BHKW mit einer installierten Leistung von 590 MW weisen 227 BHKW (338 MW installierte Leistung) eine FWL von mindestens 2 MW auf.

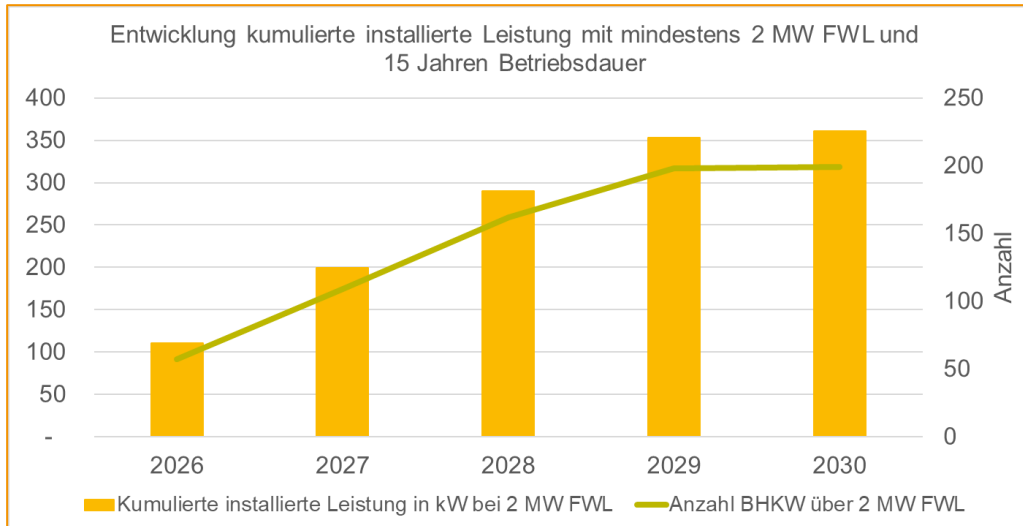


Abbildung 3: Entwicklung der kumulierten installierten Leistung mit mindestens 2 MW FWL und 15 Jahren Betriebsdauer
Quelle: eigene Darstellung

Diese BHKW wären somit von den THG-Einsparungsanforderungen gemäß Artikel 29 Absatz 10 RED III betroffen, wenn sie bereits 15 Jahre in Betrieb waren. Da die THG-Mindestanforderungen gemäß Artikel 29 Absatz 10 RED III mit den aktuell zur Verfügung stehenden Biomethanqualitäten nicht erfüllt werden können, könnten diese BHKW unter Umständen die EEG-Vergütung verlieren. Diese Anlagen haben einen Biomethanbedarf von aktuell ca. 4,9 TWh und erzeugen ca. 1,9 TWh Strom und 2,3 TWh an erneuerbarer Wärme.

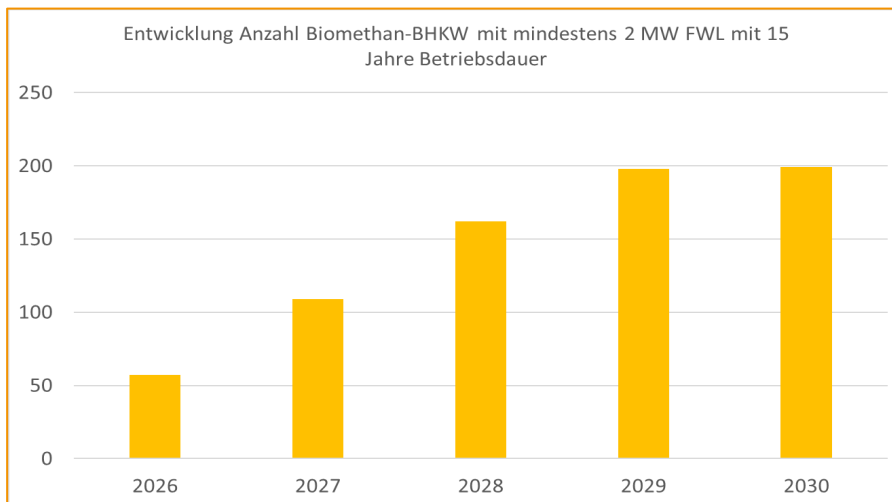


Abbildung 4: Prognose zum jährlichen Biomethanbedarf von Biomethan-BHKW mit mindestens 2 MW FWL und 15 Jahren Betriebsdauer
Quelle: eigene Darstellung

4 Schlussfolgerung

Im EEG werden vornehmlich Biomethanmengen auf Basis von NawaRo (insbesondere Mais) eingesetzt. Biomethan auf Reststoff- und Abfallbasis wird eher für den Kraftstoffmarkt genutzt, da hier im Gegensatz zum EEG die höhere THG-Einsparung mit höheren Erlösen korreliert.

Die Bestandsanlagen wurden auf der Basis einer 20-jährigen gesicherten Vergütungsstruktur in der damals gültigen Fassung des EEG projektiert und in Betrieb genommen. Da die notwendige Biomethanqualität im Markt nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung steht, würde ein Großteil des Biomethans, das in Biomethan-BHKW mit einer installierten Leistung von mindestens 2 MW FWL und 15 Jahren Betriebsdauer zum Einsatz kommt, mit hoher Wahrscheinlichkeit die gesetzten THG-Mindestanforderungen gemäß Artikel 29 Absatz 10 RED III nicht erfüllen. Damit würden Anlagen ihren Betrieb vor Auslaufen der gesicherten 20 Jahre einstellen müssen, da die Erfüllung der Anforderungen aus dem EEG nicht mehr ausreichend ist, wodurch der Bestandsschutz und damit der gesamte Vergütungsanspruch ausgehebelt wird. Dadurch würden im schlimmsten Fall 2,3 TWh erneuerbare Wärme und 1,9 TWh erneuerbarer Strom nicht mehr erzeugt werden können.

Die Bundesregierung hat die Möglichkeit, für Bestands-BHKW die Kann-Bestimmung zum Bestandsschutz bis Ende 2030 anzuwenden. Dies würde im Ergebnis dazu führen, dass Bestands-BHKW erst ab 2031 die THG-Mindestanforderungen einhalten müssten. Damit würde dem bereits bestehenden Biomethanmarkt genügend Zeit eingeräumt werden, sich auf die geforderten THG-Mindesteinsparungen von 80 Prozent durch Anlagentüchtigung und Umstellung des Substratinputs einzustellen.

Um höhere Flexibilität zur Erfüllung der THG-Mindestanforderungen gemäß RED III zu erhalten, sind schnellstmöglich mehr THG-Standardwerte für die eingesetzten Substrate für die Biogas- und Biomethanherzeugung bereitzustellen, um unverhältnismäßig hohen bzw. nicht darstellbaren Aufwand für die Biomasselieferanten und Biomethanherzeuger zu vermeiden.

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Stoffeinsatz zur Biomethanherzeugung Quelle: Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023): Branchenbarometer Biomethan 2023.....	7
Abbildung 2:	Beispielhafte THG-Einsparung mit Biomethan aus verschiedenen Einsatzstoffen in der Strom- und Wärmeerzeugung.....	8
Abbildung 3:	Entwicklung der kumulierten installierten Leistung mit mindestens 2 MW FWL und 15 Jahren Betriebsdauer.....	10
Abbildung 4:	Prognose zum jährlichen Biomethanbedarf von Biomethan-BHKW mit mindestens 2 MW FWL und 15 Jahren Betriebsdauer	10
Tabelle 1:	THG-Standardwerte für Biomethan gemäß Annex IX RED III	8

