

Stellungnahme

Zum Entwurf der Bundesregierung für ein Wärmeplanungsgesetz vom 16.08.2023

Stand: 05.09.23

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

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	4
Vorbemerkung	6
1. Zu Teil 1: Allgemeinen Bestimmungen	6
1.1. Zum Gesetzesziel (§ 1 KabE) und den Ausbauzielen für klimaneutrale Wärme (§ 2 Abs. 1, 2 KabE)	6
1.2. Einstufung der Erzeugung klimaneutraler Wärme und klimaneutraler Gase als im überragenden öffentlichen Interesse (Ergänzung von § 2 KabE)	6
1.3. Präzisierung bei der Definition von Holzbiomassen notwendig (Änderung von § 3 Nr. 14 Buchstabe e KabE)	7
1.4. Einstufung von biogenem Wasserstoff als erneuerbaren Energieträger (Ergänzung von § 3 Abs. 1 Nr. 14 und Änderung von § 3 Abs. 1 Nr. 18 KabE)	8
2. Zu Teil 2: Wärmeplanung und Wärmepläne	8
2.1. Zur Pflicht zur Durchführung einer Wärmeplanung (§ 4 KabE)	8
2.2. Zur Beachtung allgemeiner Grundsätze (§ 9 Abs. 3 KabE): Möglichkeit zur begründeten Abweichung (Ergänzung von § 9 Abs. 3 KabE)	8
2.3. Zu den Vorgaben für die Transformation von Gasverteilnetzen in Wärmeplänen (Änderung von § 28 KabE)	9
2.3.1. Nachweis der Verfügbarkeit auf Wasserstoff ausdehnen (Änderung von § 28 Absatz 2 KabE)	9
2.3.2. Abgleich von Bedarf und Potenzial innerhalb eines Bundeslandes streichen (Streichung von § 28 Absatz 5 KabE)	10
2.4. Zu den Vorgaben für eine Bestandsanalyse (Anlage 1 zu § 14 KabE): Differenzierung der erhebenden Informationen (Ergänzung von Anlage 1 KabE)	11
2.4.1. Differenzierung der Angaben zur Prozesswärme nach Temperaturniveau (Ergänzung von Anlage 1 Nr. 4 Buchstabe a KabE)	11
2.4.2. Erweiterung der Angaben zur Gasinfrastruktur um Angaben zur Biomethaneinspeisung (Ergänzung von Anlage 1 Nr. 6 Buchstabe b, d & h KabE)	12
3. Zu Teil 3: Pflichten für Wärmenetzbetreiber	13
3.1. Zu den Mindestanteilen für erneuerbare Energien (§§ 29-31 KabE)	13
3.2. Verbote für den Einsatz von nachhaltiger Biomasse streichen (Streichung von § 30 Abs. 2 & § 31 Abs. 2 KabE)	13
3.3. Pflicht zur Erstellung von Wärmenetzausbau- und dekarbonisierungsfahrpläne: Mindestanteile der Bagatellgrenze auf 90 Prozent festlegen (Änderung von § 32 Abs. 1 KabE)	16
4. Zu Artikel 2: Ergänzende Vorschläge zur Änderung des Baugesetzbuchs	16

4.1. Privilegierung von clusternden Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen im Außenbereich (Ergänzung von § 35 Abs. 1 BauGB).....	17
4.2. Hemmnisse für den Einsatz von Wirtschaftsdünger und Reststoffen aus nahe gelegenen, aber nicht-privilegierten Betrieben abbauen (Änderung von § 35 Abs. 1 Nr. 6 Buchstabe b BauGB).....	17
4.3. Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von Biogasanlagen an bestehenden gewerblichen Tierhaltungsanlagen sichern (Änderung von § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB ODER Ergänzung von § 245a BauGB).....	18
4.4. Satelliten-BHKW im Außenbereich auch ohne „dienende Funktion“ ermöglichen (Ergänzung von § 35 Abs. 1 BauGB)	19
5. Korrekturänderung der GEG-Novelle: Umformulierung der Begrenzung des Einsatzes von Mais in neuen Biogasanlagen	20
Anhang: Analyse des Potenzials von grünem Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen 2045/2050.....	22

Das Wichtigste in Kürze

1. Keine Verbote zum Einsatz nachhaltiger Biomasse. Die neue ordnungsrechtliche Deckelung des Einsatzes nachhaltiger Biomasse in Wärmenetzen ist **klimapolitisch kontraproduktiv, umweltpolitisch unnötig und führt potenziell zu höheren Verbraucherpreisen.** Die Deckelung sollte deshalb ersatzlos gestrichen werden:

- Angesichts der bundesweit unterschiedlichen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten für die Defossilisierung der Sektoren Gebäude und Industrie sollte den Entscheidern vor Ort eine möglichst große wirtschaftliche und technische Freiheit zur Defossilisierung ihrer Wärmeversorgung ermöglicht werden. So gibt es Kommunen in walddreichen Regionen, die vor Ort über große dauerhaft nachhaltig verfügbare Holzmengen und andere Biomassen verfügen, während diese z.B. in waldarmen Regionen auch durch angesiedelte Holzverarbeitende Industrien gegeben sein kann. D.h. letztlich wird es einer Abschätzung der Wärmenetzbetreiber obliegen, zu bewerten, ob die nötigen Biomasseressourcen dauerhaft zu mobilisieren sind oder nicht.
- Eine Begrenzung des Biomasseeinsatzes in Wärmenetzen ist nicht notwendig, um die Nachhaltigkeit der Biomassenutzung zu gewährleisten. Aufgrund der geringen Transportwürdigkeit der meisten Biomassesortimente führt ein regional steigender Bedarf nach nachhaltiger Biomasse zu höheren Preisen, was wiederum einen weiteren Zubau an z.B. Holzheizwerken und Biogasanlagen in der jeweiligen Region wirtschaftlich unattraktiv macht.
- Wenn Netzbetreiber dazu gezwungen werden, den Bioenergieanteil unnötig niedrig zu halten, wird das in vielen Fällen dazu führen, dass der Anteil fossiler Wärme nicht bzw. erst deutlich später abgesenkt wird.
- Die Änderungsanträge der Regierungsfractionen zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) sehen vor, alle Erfüllungsoptionen gleich zu behandeln – auch, um regionalen Unterschieden Rechnung zu tragen – sowie diskriminierende technische Anforderungen an Heizungen und Infrastruktur zu streichen, speziell auch bei der Holzenergie. Im Sinne der ebenfalls vereinbarten Verzahnung des Gesetzes zur kommunalen Wärmeplanung mit dem GEG sollten analog alle Optionen zur Defossilisierung von Wärmenetzen gleichbehandelt und alle diskriminierenden Anforderungen an die Technologien gestrichen werden.

2. Regelungen für die Transformation der Gasverteilnetze: Auf Wasserstoff ausdehnen und bestehende Biogaserzeugung als Potenzial für grünes Methan berücksichtigen. Es ist kein sachlicher Grund zu erkennen, warum die Eignung eines Gebäudes für die Versorgung mit grünem Methan den Gebäudebesitzern mitzuteilen und in der Wärmeplanung zu berücksichtigen ist, aber nicht die Eignung für die Versorgung mit Wasserstoff. Die Regelungen sollten deshalb sowohl für grünes Methan als auch für Wasserstoff gelten. Darüber hinaus ist kein Grund erkennbar, warum die Umrüstung bestehender Biogasanlagen von der Stromerzeugung auf die Biomethaneinspeisung kein Potenzial für die Erzeugung von grünem Methan darstellen soll. Dies wird in der Praxis gelebt und ist mengenmäßig der absehbar größte sowie kostengünstigste Hebel für den Aufbau einer grünen Methanproduktion.

3. Biogenen Wasserstoff als Erneuerbaren Energieträger anerkennen: Im KabE wird biogener Wasserstoff, der z.B. mit Biomasse-Pyrolyse oder Biogas-Dampfreformierung erzeugt wird, als „orangener Wasserstoff“ und nicht als erneuerbare Energie eingestuft. Damit gelten nicht die Anforderungen an Bioenergieträger, sondern die Anforderungen an Wasserstoff, der z.B. mit dem Strom aus Abfallverbrennungsanlagen erzeugt wird. Dies ist nicht sachgerecht, da es sich bei biogenem Wasserstoff um einen Bioenergieträger handelt, sowie eine nicht gerechtfertigte Schlechterstellung von Wasserstoff, der aus Biomasse hergestellt wird, gegenüber Wasserstoff, der aus Wind- und Solarstrom hergestellt wird.

4. Pflicht zur Erstellung von Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplänen: Mindestanteil von erneuerbaren Energien von 100 auf 90 Prozent senken: Die Ausnahme von Wärmenetzen auf Basis Erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme sollte nicht nur bei einem Anteil von 100 Prozent gelten, sondern bereits ab einem Anteil von 90 Prozent. Ein Mindestanteil von 100 Prozent erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme ist nicht praxisgerecht. Es kann bei technischen Problemen durchaus vorkommen, dass kurzfristig ein Sicherheitskessel auf Basis fossiler Brennstoffe dazugeschaltet werden muss, um die Wärmeversorgung sicherzustellen. Es wäre weder zielführend noch verhältnismäßig, dies dadurch zu pönalisieren, dass der Netzbetreiber einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan nachreichen muss.

5. Hemmnisse für Biogas im Baugesetzbuch (BauGB) ausräumen: Mit der Novelle des BauGB im Rahmen der Einführung des WPG sollten auch die Hemmnisse für die Erzeugung und Nutzung von Biogas und Biomethan ausgeräumt werden, da diese in vielen Kommunen einen entscheidenden Beitrag zur Defossilisierung der lokalen Wärmeversorgung leisten können. Diese betreffen insbesondere die Umrüstung bestehender Biogasanlagen von der Stromerzeugung auf die Biomethaneinspeisung, die Wärmeauskopplung bei Biogasanlagen im Außenbereich sowie die Mobilisierung von Rest- und Abfallstoffen für die Biogaserzeugung.

6. Formalen Fehler im GEG korrigieren: Mit der GEG-Novelle wird der Einsatz von Mais in neuen Biogasanlagen auf 40 Prozent begrenzt, allerdings erst ab einer bestimmten Anlagengröße. Die Bagatellgrenze für diese Begrenzung droht aufgrund ihrer konkreten Ausgestaltung vollständig ins Leere zu laufen, da die gewählten Formulierungen nicht stimmig sind. Da im KabE sowohl in der Definition von „Erneuerbarer Wärme“ als auch in den Regelungen zur Transformation von Gasnetzen auf die Begrenzung der Einsatzstoffe im GEG Bezug genommen wird, sollte mit der Einführung des WPG die Ausgestaltung der Begrenzung im GEG formal korrigiert werden.

Vorbemerkung

Die Bioenergie stellt aktuell den mit Abstand größten Teil erneuerbarer Wärme in Wärmenetzen und muss bei der Defossilisierung der leitungsgebundenen Wärme eine entscheidende Rolle spielen. Dabei kommt der Bioenergie aufgrund ihrer hohen Systemdienlichkeit als ganzjährig verfügbarer und vom Stromnetz unabhängiger erneuerbarer Energieform eine hohe Bedeutung zu. In ländlichen Regionen stehen oftmals kleinräumig und dezentral noch ungenutzte Biomassepotenziale (landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe, Waldrestholz, Landschaftspflegematerial, ...) zur Verfügung, um Wärmenetze auf Basis von Biogas oder Holzenergie mit lokaler Biomasseversorgung zu betreiben. Auch für städtische Räume mit entsprechend hohen Wärmebedarfen kann Bioenergie bedarfsgerecht und unabhängig von der Verfügbarkeit erneuerbarer Elektrizität oder Abwärme Wärmenetze defossilisieren und leistet damit für das gesamte erneuerbare Energiesystem durch die Entlastung der Stromerzeugung und -netze einen hohen Nutzen.

Im Folgenden wird vor allem auf die für die Bioenergie besonders relevanten Aspekte des Kabinettsentwurfs eines Wärmeplanungsgesetzes (KabE WPG) eingegangen; für technologieübergreifende Aspekte wird auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) verwiesen, die die Bioenergieverbände unterstützen.

1. Zu Teil 1: Allgemeinen Bestimmungen

1.1. Zum Gesetzesziel (§ 1 KabE) und den Ausbauzielen für klimaneutrale Wärme (§ 2 Abs. 1, 2 KabE)

Die Bioenergieverbände begrüßen grundsätzlich sowohl das Gesetzesziel als auch die Ausbauziele. Angesichts der großen Herausforderungen des Klimaschutzes in den Sektoren Gebäude und Industrie sollte daran unbedingt festgehalten werden und das WPG im weiteren Verfahren nicht mehr dahinter zurückfallen.

Es ist jedoch bedauerlich, dass das Ziel in § 2 Abs. 1 gegenüber dem ersten Referentenentwurf (RefE) vom 1.6. abgeschwächt wurde. In dem Entwurf vom 1.6. wurde anvisiert, dass jedes Wärmenetz in Deutschland bis 2030 einen Anteil klimaneutraler Wärme von mindestens 50 Prozent aufweist, nun muss dies nur noch im bundesweiten Mittel der Fall sein.

1.2. Einstufung der Erzeugung klimaneutraler Wärme und klimaneutraler Gase als im überragenden öffentlichen Interesse (Ergänzung von § 2 KabE)

Im RefE wurde in § 2 Absatz 3 klargestellt, dass nicht nur die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom im überragenden öffentlichen Interesse ist und der öffentlichen Sicherheit dienen (§ 2 EEG 2023), sondern auch die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Wärme und Wärmenetzen (§ 2 Abs. 3 RefE). Dies spiegelte auch wider, wie groß der Handlungsbedarf zur Substitution fossiler Brennstoffe im Wärmesektor ist. Es ist deshalb sehr zu bedauern, dass sich diese Klarstellung nicht mehr im KabE findet.

In diesen Zusammenhang ist auch zu beachten, dass eine Privilegierung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme gerade im Bereich der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Gasen auch eine Privilegierung der Errichtung von Anlagen und Infrastruktur zur Erzeugung bzw. zum Transport erneuerbarer Gase umfassen muss. Dazu gehören insbesondere Rohgasleitungen, mit denen Biogas vom

Standort der Biogaserzeugung zu den eigentlichen Wärmeerzeugungsanlagen (z.B. Biogas-BHKW) transportiert werden kann sowie Biogaserzeugungsanlagen, Biogasaufbereitungsanlagen und Biomethaneinspeisestationen.

Vorschlag

Es wird klargestellt, dass Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien, die in ein Wärmenetz gespeist wird, sowie Anlagen und Infrastruktur zur Erzeugung erneuerbarer Gase im überragenden öffentlichen Interesse ist.

§ 2 KabE wird um einen weiteren Abs. 3 ergänzt:

„(3) Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien, die in ein Wärmenetz gespeist wird, Anlagen und Infrastruktur zur Erzeugung und Gasnetzeinspeisung von erneuerbaren Gasen, von den dazugehörigen Nebenanlagen, sowie von Wärmenetzen und Leitungen zum Transport erneuerbarer Gase liegen im überragenden öffentlichen Interesse, sofern sie nicht in einem Naturschutzgebiet, Nationalpark, nationalen Naturmonument oder einer Kern- oder Pflegezone von Biosphärenreservaten im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes liegen. Bis die leitungsgebundene Wärmeversorgung im Bundesgebiet nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme beruht, sollen die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in Schutzgüterabwägungen eingebracht werden. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung anzuwenden.“

1.3. Präzisierung bei der Definition von Holzbiomassen notwendig (Änderung von § 3 Nr. 14 Buchstabe e KabE)

Es herrscht **Unklarheit bei der Definition von Holzbiomassen, speziell in Bezug auf den Einschub „der Altholzkategorien“ hinter dem Wort „Industrieholz“**. Zum einen ist unklar, auf welche der vorgenannten Holzsegmente sich der Begriff bezieht. Zum anderen ist unverständlich, was das in der Kombination jeweils bedeuten würde: Industrieholz ist in der Forstwirtschaft beim Holzeinschlag und bei Durchforstungen anfallendes Waldholz oberhalb der Derbholzgrenze, welches von der Qualität her nicht als sägefähig eingestuft wird, aber auch kein Waldrestholz ist, und das direkt in verschiedene Holzindustrien geht oder für die energetische Nutzung zur Verfügung steht.

Vorschlag

In § 3 Nr. 14 e werden hinter dem Wort „Industrieholz“ die beiden Wörter „der Altholzkategorien“ gestrichen werden.

1.4. Einstufung von biogenem Wasserstoff als erneuerbaren Energieträger (Ergänzung von § 3 Abs. 1 Nr. 14 und Änderung von § 3 Abs. 1 Nr. 18 KabE)

In § 3 Abs. 1 Nr. 18 KabE wird biogener Wasserstoff, der z.B. mittels Biomassepyrolyse oder Biogasdampfreformierung hergestellt wird, als „orangener“ Wasserstoff eingestuft und dementsprechend nicht in der Liste der Erneuerbaren Energien in Nr. 14 aufgeführt. Damit gelten entsprechend nicht die Anforderungen an Bioenergieträger (§ 3 Abs. 1 Nr. 14 Buchstabe e), sondern die Anforderungen an Wasserstoff, der z.B. durch mit dem Strom aus Abfallverbrennungsanlagen erzeugt wird (§ 3 Abs. 3). Dies ist nicht sachgerecht, da es sich bei biogenem Wasserstoff um einen biogenen Energieträger handelt, sowie eine nicht gerechtfertigte Schlechterstellung von Wasserstoff, der aus Biomasse hergestellt wird, gegenüber Wasserstoff, der aus Wind- und Solarstrom hergestellt wird.

Vorschlag

Biogener Wasserstoff wird explizit als erneuerbarer Energieträger eingestuft, für den die Anforderungen an Biomasse gelten und nicht die Anforderungen an orangenen Wasserstoff.

Zu diesem Zweck ist zum einen die **Liste der erneuerbaren Energien** in § 3 Abs. 1 Nr. 14 um einen weiteren Buchstaben m zu **ergänzen**:

„m) aus biogenem Wasserstoff, der aus Biomasse im Sinne von Buchstabe e erzeugt wurde, die die dort genannten Anforderungen an Biomasse-Brennstoffe erfüllt;“

Analog ist die **Definition von „orangemem Wasserstoff“** in § 3 Abs. 1 Nr. 18 **einzustrichen**:

„18. „orangener Wasserstoff“ Wasserstoff, der ~~aus Biomasse oder~~ unter Verwendung von Strom aus Anlagen der Abfallwirtschaft hergestellt wird;“

2. Zu Teil 2: Wärmeplanung und Wärmepläne

2.1. Zur Pflicht zur Durchführung einer Wärmeplanung (§ 4 KabE)

Die Kommune ist der sinnvollste Ort, um die Potenziale klimaneutraler Wärme zu analysieren sowie den Ausbau und die Defossilisierung von Nah- und Fernwärme zu organisieren, speziell wenn die Netze aus mehreren kleineren Wärmeerzeugern wie Biogasanlagen gespeist werden. Die Bioenergieverbände begrüßen deshalb die im KabE vorgesehene Vorgabe für die Bundesländer, für ihr jeweiliges Gebiet eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung sicherzustellen, auch für Kommunen unter 10.000 Einwohnern.

2.2. Zur Beachtung allgemeiner Grundsätze (§ 9 Abs. 3 KabE): Möglichkeit zur begründeten Abweichung (Ergänzung von § 9 Abs. 3 KabE)

Nach § 9 Abs. 3 KabE ist die planungsverantwortliche Stelle verpflichtet, die „energiewirtschaftlichen Grundsätze sowie die anerkannten Annahmen zur Energieträgerverfügbarkeit und zu den voraussichtlichen Preisentwicklungen“ zu beachten. Wir gehen davon aus, dass die Bundesregierung in Merkblättern oder ähnlichen Formaten diese Grundsätze und Annahmen näher definiert. Dies klingt grundsätzlich sinnvoll, kann in seiner konkreten Ausgestaltung jedoch problematisch sein.

Erstens: Es besteht die Gefahr, dass mangels fundierter Kenntnisse über z.B. die langfristige Verfügbarkeit von Wasserstoff oder Biomasse unnötig restriktive oder einseitige Annahmen getroffen werden, die sich im Nachhinein als falsch erweisen und deshalb die Wärmewende unnötig verzögert haben. So sind Energiemärkte extrem volatil und das zum jeweiligen Analysezeitpunkt vorherrschende Preisniveau muss nicht repräsentativ für potenzielle Szenarien sein. In Vorgaben der Bundesregierung dürfen deshalb keine Vorfestlegungen getroffen werden, die für die Zukunft bindend sind. Beispielsweise kann es im Holzmarkt durch Kalamitäten wie Dürre-, Käfer- und Sturmereignisse sowie generell im Energiemarkt durch geopolitische Verwerfungen zu kurzfristigen Preisänderungen kommen. Dies erfordert im Markt eine Flexibilität zur Anpassung, um z.B. Schadholz aufnehmen zu können. Eine zu enge Auslegung typischer Versorgungskonstellationen kann hier kontraproduktiv sein. Zudem ist in der Szenarienerstellung zu berücksichtigen, dass zukünftig z.B. große Mengen an Restholz aus dem Waldumbau hin zu klimaresilienten Wäldern, aus Reststoffen aus einem gesteigerten Holzbau und der Landschaftspflege erwartet werden. Diese Mengen stehen mittelfristig aufgrund ihrer Beschaffenheit vor allem einer energetischen Verwertung zur Verfügung. Für leitungsgebundene Wärmekonzepte auch im ländlichen Raum stellt dies eine vorzügliche Versorgungsoption dar.

Zweitens: Die übergeordneten Strategien auf Bundesebene können sich mit Regierungswechseln teilweise stark ändern, was wiederum Einfluss auf die Vorgaben haben kann, die der Bund den Gemeinden in ihren Wärmeplanungen macht. Dies birgt die Gefahr, dass bereits bestehende oder sich in der Erstellung befindliche Wärmepläne noch einmal überarbeitet werden müssen, was entsprechenden Aufwand und Kosten für die Gemeinden zur Folge hat.

Drittens: Bundesweite Vorgaben, speziell wenn sie auf bundesweiten politischen Strategien basieren, können lokale Gegebenheiten nicht adäquat berücksichtigen.

Vorschlag

Aus den genannten Gründen sollten Kommunen in begründeten Fällen auch langfristig von den Vorgaben auf Bundesebene abweichen können (Ergänzung von § 9 Abs. 3 KabE).

2.3. Zu den Vorgaben für die Transformation von Gasverteilnetzen in Wärmeplänen (Änderung von § 28 KabE)

2.3.1. Nachweis der Verfügbarkeit auf Wasserstoff ausdehnen (Änderung von § 28 Absatz 2 KabE)

Gemäß § 28 Abs. 1 und 2 sollen die planungsverantwortlichen Stellen bestimmen, welche Grundstücke sich für die Versorgung mit grünem Methan (Biomethan, methanisierter grüner Wasserstoff) eignen. Konkret darf ein Grundstück als für die Versorgung mit grünem Methan geeignet angesehen werden, wenn:

- entweder die Versorgung mit grünem Methan in Übereinstimmung mit den Netzentwicklungsentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreiber und den Planungen der Betreiber vorgelagerter Gasnetze steht oder
- der Betreiber des Gasverteilernetzes darlegt, wie ausreichend grünes Methan produziert und gespeichert werden kann.

Die Bioenergieverbände sehen diese Regelung sehr kritisch. Hier findet eine ungerechtfertigte Schlechterstellung des Heizens mit grünem Methan gegenüber dem Heizen mit Wasserstoff statt: Die

Ausweisung einer Eignung für grünes Methan bedarf einer Rückkopplung mit dem Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) bzw. dem Nachweis einer Verfügbarkeit; die Ausweisung einer Eignung für Wasserstoff erfordert dies nicht. Dies **widerspricht dem vereinbarten Grundsatz der Technologievelfalt und des „Level-Playing-Fields“ zwischen den verschiedenen Heizungstechnologien**, so wie er im GEG verankert ist. Darüber hinaus ist das **Potenzial zur Defossilisierung von Gasnetzen mit grünem Methan auf absehbarer Zeit deutlich größer als das Potenzial zur Defossilisierung mittels Wasserstoff**. Denn mit der Biomethaneinspeisung steht eine technisch ausgereifte und in der Praxis bereits weit verbreitete Form der Erzeugung von grünem Methan zur Verfügung, während die Verfügbarkeit von Wasserstoff für Heizzwecke auf lange Zeit sehr gering bleiben dürfte.

Vorschlag

Die Regelung sollte **nicht nur für grünes Methan, sondern auch für Wasserstoff** gelten. § 28 Abs. 2 KabE ist dazu wie folgt zu ändern:

„(2) Die planungsverantwortliche Stelle bestimmt für jedes geplante Teilgebiet, das nach § 18 Absatz 1 als Wasserstoffnetzgebiet gemäß § 3 Absatz 1 Nummer 1 oder Prüfgebiet nach § 3 Absatz 1 Nummer 13 ausgewiesen wurde und in dem ein Gasverteilernetz besteht oder ein künftiges Gasverteilernetz geplant ist, die Eignung für eine Versorgung mit Wasserstoff bzw. grünem Methan im Zieljahr und stellt hierzu die Eignungsstufe entsprechend § 19 Absatz 2 Satz 2 dar. Die Einteilung in eine Eignungsstufe im Sinne von § 19 Absatz 2 Nummer 1 oder 2 setzt voraus, dass die Versorgung im Zieljahr mit Wasserstoff bzw. grünem Methan

1. in Übereinstimmung mit den Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsebene und den Planungen der Betreiber der vorgelagerten Gasverteilernetzen steht oder
2. der Betreiber des Gasverteilernetzes oder des künftigen Gasverteilernetzes darlegt, wie ausreichend Wasserstoff oder grünes Methan produziert und gespeichert werden kann,“

2.3.2. Abgleich von Bedarf und Potenzial innerhalb eines Bundeslandes streichen (Streichung von § 28 Absatz 5 KabE)

Gemäß § 28 Abs. 5 müssen die planungsverantwortlichen Stellen an die nach dem Landesrecht zuständigen Stellen den Bedarf an grünem Methan für die jeweiligen Kommunen melden. Wenn die Summe des gemeldeten Bedarfs das Potenzial des jeweiligen Bundeslandes „erheblich“ übersteigt, müssen die planungsverantwortlichen Stellen in dem Bundesland dies bei der Fortschreibung von Wärmeplänen berücksichtigen. Darüber hinaus darf gemäß § 28 Abs. 5 Satz 2 die Biogaserzeugung von Anlagen, deren Gas zum jeweiligen Zeitpunkt verstromt wird, nicht als Methanpotenzial gewertet werden.

Die Bioenergieverbände lehnen diese Regelung aus mehreren Gründen ab.

Erstens: Auch hier findet eine **ungerechtfertigte Schlechterstellung des Heizens mit grünem Methan gegenüber dem Heizen mit Wasserstoff** statt: Die Ausweisung einer Eignung für grünes Methan bedarf einer Rückkopplung mit den Plänen der Gasnetzbetreiber bzw. dem Nachweis einer Verfügbarkeit; die Ausweisung einer Eignung für Wasserstoff erfordert dies nicht.

Zweitens: In ihrer jetzigen Ausgestaltung scheint die Regelung nicht praktikabel zu sein. Es bestehen **keine allgemein anerkannten bundeslandscharfen Potenzialanalysen für grünes Methan.**

Drittens: Die Vorgabe eines Abgleichs von Bedarf und Potenzialen innerhalb eines Bundeslandes suggeriert, dass die Versorgung eines Bundeslandes mit Energieträgern aus einem anderen Bundesland nicht sinnvoll oder politisch erwünscht sei. Das ist weder volkswirtschaftlich sinnvoll noch realistisch. In Bezug auf Strom wird ein europaweiter Ausgleich, bei Wasserstoff sogar eine weltweite Versorgung angenommen. Insofern es einen **Abgleich von Bedarf und Potenzial gibt, dann muss dieser zumindest auf Bundesebene** stattfinden.

Viertens: Insofern ein Potenzial an grünem Methan definiert wird, sollte unbedingt **die Option berücksichtigt werden, bestehende Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf die Biomethanerzeugung umzurüsten.** Hier liegt das größte, günstigste und am schnellsten erschließbare Potenzial zur Mobilisierung von grünem Methan. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die im KabE **angegebenen Potenzialzahlen für Biomethan nicht nachvollziehbar** sind. Eine umfassendere Analyse des Biomethanpotenzials findet sich im Anhang dieser Stellungnahme.

Vorschlag

Angesichts der vielen Schwächen, speziell bei der Definition eines angemessenen Gesamtpotenzials, sollte die Regelung ersatzlos gestrichen werden (Streichung von § 28 Abs. 5 KabE).

Insofern dies nicht geschieht, sollte § 28 Abs. 5 zumindest wie folgt geändert werden, um die größten Probleme zu beseitigen:

„(5) Die planungsverantwortliche Stelle meldet den für das Zieljahr erwarteten Bedarf an Wasserstoff sowie grünem Methan, der mit der Einstufung nach Absatz 2 verbunden ist, an die nach Landesrecht zuständige Stelle. Die nach Landesrecht zuständige Stelle prüft alle 5 Jahre, erstmalig ab dem Jahr 2030, ob die ihr übermittelten Bedarfe durch verfügbare Potenziale gedeckt werden können. Bei der Ermittlung der verfügbaren Potenziale ist ~~da- von auszugehen, die Option zu berücksichtigen,~~ dass die im Vorjahr der Planungerstellung oder im Vorjahr der Fortschreibung für die Stromerzeugung eingesetzten gasförmigen Biomasse-Brennstoffe für die Einspeisung ins Gasnetz genutzt werden können. auch weiterhin zur Stromerzeugung verwendet werden. Die Vorgaben des § 71f Absatz 4 des Gebäudeenergiegesetzes sind entsprechend anzuwenden. Sollte sich eine erhebliche Lücke abzeichnen, informiert die nach Landesrecht zuständige Stelle die betroffenen planungsverantwortlichen Stellen. Diese müssen den Sachverhalt bei der nächsten Fortschreibung ihres jeweiligen Wärmeplans berücksichtigen.“

2.4. Zu den Vorgaben für eine Bestandsanalyse (Anlage 1 zu § 14 KabE): Differenzierung der erhebenden Informationen (Ergänzung von Anlage 1 KabE)

2.4.1. Differenzierung der Angaben zur Prozesswärme nach Temperaturniveau (Ergänzung von Anlage 1 Nr. 4 Buchstabe a KabE)

Die von industriellen Verbrauchern benötigte Prozesswärme unterscheidet sich stark hinsichtlich des jeweils benötigten Temperaturniveaus. Während beispielsweise für die Lebensmittel-, Papierindustrie oder das Druckgewerbe ein Niveau von 100 bis zu 500 Grad ausreicht, wird in der chemischen Industrie,

dem Maschinenbau und der Fahrzeugproduktion in weiten Teilen ein Niveau von 500 bis 1.000 Grad und zum Teil auch darüber benötigt. Die in der Glas- und Metallerzeugung benötigte Prozesswärme liegt sogar in weiten Teilen über 1.000 Grad.

Analog dazu erreichen Technologien zur Erzeugung von klimaneutraler Wärme sehr unterschiedliche Temperaturniveaus. Der nach Temperatur unterschiedlich strukturierte Wärmebedarf in der industriellen Prozesswärme führt deshalb zu unterschiedlichen Anforderungen an Wärmeerzeugungstechnologien und entsprechender Infrastruktur in den jeweiligen Kommunen.

Vorschlag

Um diese Bedarfe in der Wärmeplanung angemessen abbilden zu können, sollte nicht nur die Menge der benötigten industriellen Prozesswärme erhoben, sondern diese auch nach verschiedenen Temperaturniveaus untergliedert werden. Anlage 1 Nr. 4 KabE sollte zu diesem Zwecke wie folgt ergänzt werden:

„4. Im Fall von industriellen, gewerblichen oder sonstigen Unternehmen, die Wärme in ihren Prozessen einsetzen: liegenschaftsbezogene Informationen und Daten, und zwar mindestens

- a) *zum jährlichen Prozesswärmeverbrauch der letzten drei Jahre in Gigawattstunden pro Jahr aufgeteilt in die Kategorien bis einschließlich 100 Grad Celsius, 101-500 Grad Celsius, 501-1.000 Grad Celsius und über 1.000 Grad Celsius.*“

2.4.2. Erweiterung der Angaben zur Gasinfrastruktur um Angaben zur Biomethaneinspeisung (Ergänzung von Anlage 1 Nr. 6 Buchstabe b, d & h KabE)

Die Wärmeplanung sollte nicht nur Angaben zu Gasinfrastruktur und Gasverbrauch enthalten, sondern auch Angaben zur Infrastruktur für die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz bzw. die eingespeisten Biomethanmengen. Diese Daten können Gasnetzbetreiber, Anlagenprojektierer und Kommunen dabei unterstützen, geeignete Standorte für Biomethaneinspeisepunkte und Biogasaufbereitungsanlagen zu identifizieren.

Vorschlag

Anlage 1 Nr. 6 KabE wird wie folgt ergänzt:

„6. Informationen zu bereits bestehenden, konkret geplanten oder bereits genehmigten Gasnetzen, insbesondere

- a) *zur Lage, die straßenbezogen zu benennen ist,*
b) *zur Art, d.h. fossiles Methan, grünes Methan oder Wasserstoff,*
c) *zum Jahr der Inbetriebnahme, welches straßenbezogen zu erfassen ist, soweit bisher dokumentiert,*
d) *zur gesamten Gasnachfrage und der Einspeisung von grünem Methan nach Druckebene in Kilowattstunden, sowohl jährlich als auch im Jahresgang,*
e) *zur gesamten Anschlussleistung nach Druckebene in Kilowatt,*
f) *zur Auslastung bei Spitzenlast in Prozent, bezogen auf das Versorgungsgebiet,*

g) zur gesamten Trassenlänge nach Druckebenen in Kilometer und

h) zur Gesamtanzahl der Anschlüsse sowie der Einspeisepunkte für grünes Methan nach Druckebenen;“

3. Zu Teil 3: Pflichten für Wärmenetzbetreiber

3.1. Zu den Mindestanteilen für erneuerbare Energien (§§ 29-31 KabE)

Die im KabE geplante gesetzliche Festschreibung bestimmter Mindestanteile Erneuerbarer Energien und unvermeidbare Abwärme in neuen und bestehenden Wärmenetzen sind zu begrüßen.

Es ist in diesem Zusammenhang anzumerken, dass trotz der Einführung ordnungsrechtlicher Mindestanteile eine **finanzielle Förderung über die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) weiterhin möglich** sein muss.

3.2. Verbote für den Einsatz von nachhaltiger Biomasse streichen (Streichung von § 30 Abs. 2 & § 31 Abs. 2 KabE)

Vollumfänglich **abzulehnen sind jedoch die neuen ordnungsrechtlichen Vorgaben für den Einsatz von nachhaltiger Biomasse** in Wärmenetzen. In Bezug auf das Zieljahr 2045 und abhängig von der Trassenlänge verbietet der KabE grundsätzlich den Einsatz von nachhaltiger Bioenergie in Wärmenetzen oberhalb eines bestimmten Schwellenwerts (§ 31 Abs. 2 KabE). So soll in Wärmenetzen mit mehr als 50 Kilometern Trassenlänge der Einsatz von mehr als 15 Prozent nachhaltiger Biomasse im Jahr 2045 verboten werden, in Wärmenetzen mit einer Trassenlänge zwischen 20 und 50 Kilometern wird der Einsatz von mehr als 25 Prozent nachhaltiger Biomasse verboten. Lediglich in Wärmenetzen mit einer Trassenlänge von weniger als 20 Kilometern soll der Einsatz von nachhaltiger Biomasse uneingeschränkt auch langfristig erlaubt sein. In neuen Wärmenetzen (Baubeginn ab 2024) soll der Einsatz von nachhaltiger Biomasse oberhalb eines gewissen Schwellenwerts bereits bei Inbetriebnahme verboten werden, ebenfalls abhängig von der Trassenlänge (§ 30 Abs. 2 KabE). So ist bei der Inbetriebnahme eines neuen Wärmenetzes mit einer Trassenlänge von mehr als 50 Kilometern der Einsatz von mehr als 25 Prozent nachhaltiger Biomasse verboten, in neuen Wärmenetzen mit einer Trassenlänge zwischen 20 und 50 km der Einsatz von mehr als 35 Prozent nachhaltiger Biomasse.

Die Bioenergieverbände lehnen diese pauschalen ordnungsrechtlichen Beschränkungen für den Einsatz von nachhaltiger Biomasse in Wärmenetzen aus mehreren Gründen ab.

Erstens: Der Wärmesektor weist eine große Heterogenität auf und sowohl der Bedarf der Verbraucher sowie die Potenziale klimaneutraler Wärme können von Kommune zu Kommune stark variieren. Angesichts der ambitionierten Herausforderungen, die mit der Aufgabe der Defossilisierung der Sektoren Gebäude und Industrie einhergehen, sowie der bundesweit unterschiedlichen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten sollte den **Entscheidern vor Ort eine möglichst große wirtschaftliche und technische Freiheit zur Defossilisierung ihrer Wärmeversorgung** gegeben werden.

Dies gilt auch für die Nutzung von Bioenergieträgern in Wärmenetzen. So gibt es z.B. Kommunen in waldreichen Regionen, die vor Ort über große dauerhaft nachhaltig verfügbare Holzmengen verfügen, während es in waldarmen Regionen auch sein kann, dass diese unterhalb der vorgesehenen Anteile vor Ort eben nicht verfügbar sind oder über andere nachhaltige Biomassequellen (Agroforstsystem,

Energieholzanbau, Aufwuchs von Biodiversitätsflächen oder vernässten Moorböden) verfügt. D.h. letztlich wird es eine Abschätzung der kommunalen Entscheider vor Ort obliegen zu bewerten, ob die nötigen Biomasseressourcen dauerhaft nachhaltig zu mobilisieren sind und welche regionalen Flächen- und Biomasseentwicklungen zu erwarten sind. Zeichnet sich ab, dass das zweifelhaft ist, dürften sie von einer Entscheidung zugunsten von hohen Anteilen von Bioenergieträgern absehen. Dieser Mechanismus funktioniert unabhängig von der Länge des Wärmenetzes und unabhängig davon, wie hoch der Bioenergieanteil im Energieträgermix eines Netzes ist.

Die Vorgaben zur Wärmeplanung und den daraus resultierenden Maßnahmenvorschlägen sowie die ordnungsrechtlichen Vorgaben an die Transformation von Wärmenetzen müssen deshalb technologieutral ausgestaltet werden und dürfen keine erneuerbare Wärmequelle einseitig begrenzen. Insofern die kommunalen Entscheider auf Basis bestimmter politischer Präferenzen eine „Bevorzugung“ oder einen Ausschluss bestimmter Technologien treffen wollen, sollten sie dies selbst entscheiden und nicht von Entscheidungen auf Bundesebene, die die lokalen Gegebenheiten nicht berücksichtigt, vorgegeben bekommen.

Zweitens: Eine Begrenzung des Biomasseeinsatzes ist nicht notwendig, um die Nachhaltigkeit der Biomassenutzung zu gewährleisten. Ein Wärmenetzbetreiber investiert nur dann in z.B. in ein Holzheizwerk, wenn er sicher ist, die nötigen nachhaltigen Bioenergieträger auch dauerhaft nutzen zu können. Deshalb spricht wenig dafür, dass eine vollständige Freigabe der Entscheidung, welche Anteile an nachhaltigen Bioenergieträgern genutzt werden, zu einer Überausschöpfung der nachhaltigen Biomassepotenziale führen wird. Vielmehr ist davon auszugehen, dass eine sich abzeichnende Verknappung von nachhaltigen Bioenergieträgern bereits so frühzeitig zu entsprechend steigenden Preisen führen wird, die einen weiteren Zubau stark begrenzen werden. Dort wo die Verhältnisse lokal anders sind, können aber gleichwohl weiterhin verantwortbare Entscheidungen zugunsten der Nutzung lokal anfallender und nachhaltig verfügbarer Bioenergieträger fallen, ohne dass die Versorgung anderer Nutzer gefährdet würde, da viele Bioenergieträger (z.B. Waldrestholz oder Landschaftspflegeholz) nicht über größere Distanzen wirtschaftlich transportiert werden können. Wie die Import- und Exportstatistiken des Statistischen Bundesamts zeigen, ist die Sorge von nicht nachhaltigen Biomasseimporten für die energetische Verwertung unbegründet, da Deutschland bei wichtigen Energieholzsportimenten wie z.B. Hackschnitzeln mehr exportiert als importiert.

Drittens: Wenn Netzbetreiber mit einem hohen Bioenergieanteil dazu gezwungen werden andere erneuerbare Energien hinzuzubauen, um ihren Biomasseanteil auf das maximal zulässige Niveau zu senken, wird dies mit **erheblichen Mehrkosten** führen, z.B. für die Investition in neue Erzeugungsanlagen und deren Integration in das bestehende Netz sowie ggf. für die höheren spezifischen Kosten der Biomasseanlage, wenn diese ihre Wärmeproduktion zurückerfahren muss. Diese Mehrkosten müssen an die Endkunden weitergereicht werden, was ggf. zu **erheblichen Preissteigerungen** führen kann.

Viertens: Wenn Netzbetreiber dazu gezwungen werden, den Bioenergieanteil niedrig zu halten, wird das in vielen Fällen dazu führen, dass die Möglichkeiten zum **Einsatz fossiler Energieträger solange wie möglich maximal ausgereizt werden**. Da erfolgreicher Klimaschutz aufgrund des verbleibenden CO₂-Budgets auch eine Frage der Zeit ist, würde mit einem Verschleppen des Ausstiegs aus fossilen Energien die Treibhausgasreduzierung verzögert.

Fünftens: Die Vereinbarung zwischen den Spitzen der Regierungsfractionen zu den weiteren Beratungen der GEG-Novelle vom 13.6. sieht vor, alle Erfüllungsoptionen gleich zu behandeln – auch, um regionalen Unterschieden Rechnung zu tragen – sowie diskriminierende technische Anforderungen an Heizungen und Infrastruktur zu streichen, speziell auch bei der Holzenergie. Im Sinne der ebenfalls

vereinbarten Verzahnung des Gesetzes zur kommunalen Wärmeplanung mit dem GEG sollten analog alle Optionen zur Defossilisierung von Wärmenetzen gleichbehandelt und alle diskriminierenden Anforderungen an die Technologien gestrichen werden.

In § 30 Abs. 2 Satz 3 wird eine sehr enggefasste Ausnahme für neue Wärmenetze, die die Wärme von *bestehenden* Biomasseanlagen nutzen, gemacht. Insofern die Bioenergieanlage vor Inkrafttreten des WPG den Dauerbetrieb aufgenommen hat (also voraussichtlich bis zum 31.12.2023), wird die Wärme aus dieser Anlage erst 2045 auf den Biomasseanteil angerechnet. Der Gedanke hinter der Regelung ist augenscheinlich, in der Vergangenheit getätigte Investitionen in Bioenergieanlagen Vertrauensschutz zukommen zu lassen.

Eine solche **Bestandsschutzregelung für bestehende Bioenergieanlage** ist zwar im Grunde zu begrüßen – jedoch darf das entscheidende Kriterium nicht die *Inbetriebnahme* der Anlage sein, sondern muss **auf die Genehmigung der Anlage abstellen**. Ansonsten würden Investitionen in Anlagen entwertet, die sich noch im Bau befinden und nicht innerhalb der nächsten Monate den Dauerbetrieb aufnehmen können. Darüber hinaus muss die Bestandsschutzregelung **auch im Jahr 2045 noch gelten**, d.h. auch in 2045 darf die Wärme aus einer Bioenergieanlage, die vor Inkrafttreten des WPG genehmigt wurde, nicht auf den Biomasseanteil im Wärmenetz angerechnet werden.

Vorschlag

Die **ordnungsrechtlichen Begrenzungen** für den Einsatz nachhaltiger Biomasse in Wärmenetzen sind **ersatzlos zu streichen**, sowohl für neue Wärmenetze (§ 30 Abs. 2 KabE) als auch für das Zieljahr 2045 (§ 31 Abs. 2 KabE).

Sollte die Begrenzung in irgendeiner Form beibehalten werden, dann sollte aus Gründen des Investitions- und Vertrauensschutzes **zumindest Wärme aus Biomasseanlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes genehmigt wurden, bei der Berechnung des Biomasseanteils sowohl in neuen Netzen wie auch im Jahr 2045 nicht berücksichtigt werden**.

Entsprechend wird folgende Änderung von § 30 Abs. 2 Satz 3 KabE vorgeschlagen:

*„Eine bestehende Anlage **und eine Anlage**, die bis zum [einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes] ~~den Dauerbetrieb aufgenommen hat~~ **die Genehmigung erhalten hat** und Wärme aus Biomasse erzeugt, die in ein Wärmenetz eingespeist wird, ist im Rahmen der Bestimmung des Biomasseanteils nach Satz 1 nicht zu berücksichtigen.“*

Damit die Regelung auch für das Jahr 2045 gilt, ist der Verweis in § 31 Abs. 2 Satz 3 wie folgt zu ergänzen:

*„(2) Der Anteil Biomasse an der jährlich erzeugten Wärmemenge in Wärmenetzen ist ab dem 1. Januar 2045 begrenzt, [...] § 30 Absatz 2 Satz 2 **und Satz 3 sind** ~~ist~~ entsprechend anzuwenden.“*

3.3. Pflicht zur Erstellung von Wärmenetzausbau- und dekarbonisierungsfahrpläne: Mindestanteile der Bagatellgrenze auf 90 Prozent festlegen (Änderung von § 32 Abs. 1 KabE)

Gemäß § 32 Absatz 1 KabE müssen Wärmenetzbetreiber bis zum 31.12.2026 für ihr Wärmenetz einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan erstellen. Ausgenommen davon sind insbesondere Netzbetreiber, deren Wärmenetze bereits vollständig aus Erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme gespeist wird.

Diese Pflicht ist grundsätzlich zu begrüßen, ebenfalls die Ausnahme von Wärmenetzen, die bereits auf Basis Erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme betrieben werden. Ein solcher Plan ist bei Wärmenetzen, die bereits heute mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme betrieben werden, unnötig, da nicht davon auszugehen ist, dass sie angesichts der Pflicht zum Einsatz von 100 Prozent erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme im Jahr 2045 (§ 31 Abs. 1 KabE) diesen Anteil innerhalb der nächsten zwanzig Jahre signifikant reduzieren werden.

Allerdings ist ein Mindestanteil von 100 Prozent erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme nicht praxistauglich. Es kann bei technischen Problemen durchaus vorkommen, dass kurzfristig ein Sicherheitskessel auf Basis fossiler Brennstoffe dazugeschaltet werden muss, um die Wärmeversorgung sicherzustellen. Es wäre weder zielführend noch verhältnismäßig, dies dadurch zu pönalisieren, dass der Netzbetreiber einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan nachreichen muss.

Vorschlag

Der Mindestanteil erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme, ab der ein Betreiber von der Pflicht zur Vorlage eines Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplans befreit ist, sollte von 100 Prozent auf 90 Prozent gesenkt werden. Dazu ist § 32 Abs. 1 KabE wie folgt zu ändern:

*„(1) Jeder Betreiber eines Wärmenetzes, das nicht bereits **vollständig zu mindestens 90 Prozent** mit Wärme aus erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gespeist wird, ist verpflichtet, bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 für sein Wärmenetz einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan zu erstellen und der hierzu durch Rechtsverordnung nach § 33 Absatz 5 bestimmten Behörde vorzulegen.“*

4. Zu Artikel 2: Ergänzende Vorschläge zur Änderung des Baugesetzbuchs

Im Baugesetzbuch (BauGB) finden sich aktuell noch viele Hemmnisse für die Erzeugung und Nutzung von Biogas, die im Zusammenhang mit der Defossilisierung der Wärmeversorgung besonders relevant sind. Mit der Novelle des BauGB im Rahmen der Einführung des WPG sollten diese ausgeräumt werden. Der Entschließungsantrag der Regierungsfractionen zum GEG fordert zudem, „die Biomethan-Erzeugung durch Anpassungen im Baurecht zu erleichtern“. Auch dies kann im Rahmen der WPG-Einführung geschehen.

Im Folgenden werden die vier wichtigsten Hemmnisse adressiert, einschließlich der Hemmnisse für die Biomethanherzeugung. Weitere Vorschläge finden sich im einschlägigen [Positionspapier der Bioenergieverbände](#).

4.1. Privilegierung von clusternden Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen im Außenbereich (Ergänzung von § 35 Abs. 1 BauGB)

Der wirtschaftliche Betrieb einer Gasaufbereitung erfordert aber einen gewissen Mindestdurchsatz an Biogas. Deshalb ist die Bündelung mehrerer kleiner Biogasanlagen sinnvoll, bei denen das Rohgas der Anlagen über sog. Gassammelleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage geleitet wird. Großräumliche Analysen z.B. des Deutschen Biomasse Forschungszentrums (DBFZ) und des Deutschen Verbands des Gas- und Wasserfachs (DVGW) zeigen, dass rund 2.000 Bestandsanlagen allein oder durch den Zusammenschluss über Sammelleitungen auf die Gaseinspeisung umgerüstet werden können.

Rund 80-85 Prozent der bestehenden Biogasanlagen wurden privilegiert im Außenbereich errichtet. Dementsprechend liegen die allermeisten Standorte, die sich aufgrund ihrer Nähe zu bestehenden Biogasanlagen oder zum Gasnetz für die Errichtung einer zentralen Aufbereitungsanlage anbieten, nicht in bereits ausgewiesenen Industrie-, Gewerbe- oder Sondergebieten, sondern ebenfalls im Außenbereich.

Da Aufbereitungsanlagen, die das Biogas mehrerer Biogasanlagen bündeln, nicht privilegiert im Außenbereich errichtet werden können, ist in vielen Fällen der Zusammenschluss von Biogasanlagen nicht, nur mit sehr langen Vorlaufzeiträumen und/oder nur an technisch und wirtschaftlich suboptimalen Standorten möglich.

Vorschlag

Um den Zusammenschluss von bestehenden Biogasanlagen und deren Umrüstung auf die Gaseinspeisung voranzubringen, schlagen wir eine **privilegierte bauplanungsrechtliche Zulässigkeit solcher clusternden zentralen Aufbereitung- und Einspeiseanlagen im Außenbereich** vor.

Zu diesem Zweck sollte § 35 Abs. 1 um eine **neue Nummer 6a)** ergänzt werden:

„6a der Aufbereitung von aus Biomasse erzeugtem Biogas zu Biomethan dient, einschließlich des Anschlusses solcher Anlagen an das öffentliche Versorgungsnetz,“

4.2. Hemmnisse für den Einsatz von Wirtschaftsdünger und Reststoffen aus nahe gelegenen, aber nicht-privilegierten Betrieben abbauen (Änderung von § 35 Abs. 1 Nr. 6 Buchstabe b BauGB)

Ein bedeutender Anteil der in Deutschland anfallenden Nebenprodukte und Reststoffe entsteht in Betrieben, die selbst nicht (oder nicht mehr) privilegiert im Außenbereich sind. Dazu zählen insbesondere gewerbliche Tierhaltungsanlagen sowie Gewerbebetriebe außerhalb des landwirtschaftlichen Kontextes wie Brauereien, Bäckereien, Gemüseverarbeitung (TK oder Konserve), Getränkehersteller etc.

Der Anteil von Wirtschaftsdünger und Reststoffen aus nicht selbst privilegierten Betrieben am Substratmix privilegierter Biogasanlagen ist aktuell jedoch per § 35 Abs. 1 Nr. 6 Buchstabe b) auf 49 Prozent begrenzt. Dies führt dazu, dass solche Stoffe nicht in dem Umfang in nahegelegenen Biogasanlagen

im Außen-bereich eingesetzt werden dürfen, wie es für die Erschließung der vorhandenen Potenziale erforderlich wäre.

In Bezug auf den Einsatz gewerblicher Reststoffe z.B. werden Biogasanlagen regelmäßig von regionalen Lebensmittelproduzenten angesprochen, ob sie für den Handel ungeeignete Stoffe annehmen würden, diese aber häufig ablehnen müssen, u.a. aufgrund der Beschränkung auf max. 49 Prozent Substratanteil aus nicht selbst privilegierten Betrieben.

Vorschlag

Um die Potenziale an in räumlicher Nähe von Biogasanlagen ohnehin anfallenden Wirtschaftsdüngern aus bestehenden gewerblichen Tierhaltungen sowie gewerblichen Reststoffen zu erschließen, sollte die Maßgabe, dass die „nahe gelegenen Betriebe“ auch selbst privilegiert sein müssen, gestrichen werden.

Im Rahmen der Novelle des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) im Oktober 2022 wurde diese Beschränkung mit der neuen Sonderregel in § 246d Satz 2 BauGB bereits befristet außer Kraft gesetzt. Allerdings können durch eine befristete Regelung keine neuen Investitionen oder Änderungen des Anlagenkonzepts ermöglicht werden.

Nicht (wieder) übersehen werden darf auch, dass mit der Entprivilegierung bestehender Tierhaltungsanlagen in 2013 auch Biogasanlagen, die deren Gülle als bis dato als „aus einem im Außenbereich privilegierten Betrieb stammend“ eingesetzt haben, „mit-entprivilegiert“ wurden. Eine entsprechende Korrektur im BauGB ist somit nicht nur notwendig, um bisher ungenutzte Potenziale zu heben, sondern auch um den Status Quo der Güllevergärung zu sichern.

Anstatt einer befristeten und auch nur Gülle erfassenden Ausnahmeregelung sollte deshalb § 35 Abs. 1 Nr. 6 Buchstabe b) BauGB wie folgt geändert werden.

„b) die Biomasse stammt überwiegend aus dem Betrieb oder überwiegend aus diesem und aus nahe gelegenen Betrieben ~~nach den Nummern 1, 2 oder 4, soweit letzterer Tierhaltung betreibt,~~“

4.3. Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von Biogasanlagen an bestehenden gewerblichen Tierhaltungsanlagen sichern (Änderung von § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB ODER Ergänzung von § 245a BauGB)

Gülle ist aufgrund ihrer geringen Energiedichte nur über relativ kurze Strecken transportwürdig, so dass insbesondere Biogasanlagen, die einen sehr hohen Gülleanteil aufweisen, möglichst in der Nähe oder – optimalerweise - am Standort der Tierhaltungsanlage errichtet werden sollten.

Voraussetzung für die Privilegierung von Biogasanlagen im Außenbereich ist ein „rahmensetzender Betrieb“. Als Anknüpfungspunkte zulässige rahmensetzende Betriebe sind nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB aber ausschließlich selbst im Außenbereich privilegierte Vorhaben.

Mit der BauGB-Novelle 2013 wurde die Privilegierung für „die Errichtung, Änderung oder Erweiterung gewerblicher Tierhaltungen, die mindestens der Pflicht zur Durchführung einer standortbezogenen oder allgemeinen Vorprüfung nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPg) unterliegen“

gestrichen. Die Änderung betrifft auch bereits bestehende, vor 2013 im Außenbereich errichtete gewerbliche Tierhaltungsanlagen. Diese genießen zwar (bei im Wesentlichen unveränderter Nutzung) Bestandsschutz, sind aber entprivilegiert. Bestehende gewerbliche Tierhaltungsbetriebe scheiden damit – obwohl an sich prädestiniert für eine Güllevergärungsanlage – als Anknüpfungspunkt für eine Biogasanlage aus.

Die Folge ist, a) dass erhebliche Hürden für eine möglichst umfängliche Vergärung von in vor 2013 errichteten gewerblichen Tierhaltungsbetrieben anfallender Gülle bestehen und b) dass Biogasanlagen, die an entsprechend betroffenen Tierhaltungsbetrieben bereits errichtet wurden, faktisch seit 2013 die Kriterien des § 35 Abs. 1 Nr. 6 nicht mehr erfüllen können, weil ihnen mit der nach § 35 Abs. 1 Nr. 4 privilegierte rahmensetzende Betrieb fehlt.

Vorschlag

Um hier Abhilfe zu schaffen, schlagen wir vor, die entsprechende **Regelung so zu ändern, dass der rahmensetzende tierhaltende Betrieb nicht selbst privilegiert sein muss, sondern entscheidend ist, dass er am gegebenen Standort zulässigerweise errichtet wurde.** § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB ist wie folgt zu ändern:

„6. der energetischen Nutzung von Biomasse im Rahmen eines Betriebs nach Nummer 1 oder 2 oder eines zulässigerweise errichteten Betriebs ~~nach Nummer 4~~, der Tierhaltung betreibt, sowie dem Anschluss solcher Anlagen an das öffentliche Versorgungsnetz dient, unter folgenden Voraussetzungen: [...]“

Alternativ-Vorschlag

Dieselbe Wirkung könnte erreicht werden, wenn **§ 245a um folgenden neuen Absatz 6 ergänzt** würde:

„(6) Betriebe nach Absatz 5 Satz 1 und 2 gelten auch nach Ablauf des 20. September 2013 als in § 35 Abs. 1 Nr. 6 genannte Betriebe nach § 35 Absatz 1 Nummer 4.“

4.4. Satelliten-BHKW im Außenbereich auch ohne „dienende Funktion“ ermöglichen (Ergänzung von § 35 Abs. 1 BauGB)

Wärmeverbraucher liegen im Normalfall nicht unmittelbar am Standort der Biogasanlage. Die vom Standort der Biogaserzeugung abgesetzte Nutzung von Biogas in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (sog. Satelliten-BHKW) ist im Außenbereich gelegenen Verbrauchern (z.B. Gärtnereien oder bestimmten landwirtschaftlichen Betriebszweigen) jedoch aktuell verwehrt. Denn Bedingung, um ein BHKW legal im Außenbereich errichten zu können, ist, dass sie „dem Betrieb dienen“ muss, d.h. der überwiegende Teil des gesamten vom BHKW erzeugten Energie (Wärme UND Strom) müssen am Standort genutzt werden.

Für den Innenbereich wurde § 14 der Baunutzungsverordnung (BauNVO) bereits vor Jahren dahingehend ergänzt, dass KWK-Anlagen innerhalb von Gebäuden auch dann zulässige Nebenanlagen sind, wenn die erzeugte Energie nicht überwiegend am Standort genutzt wird. Auch die Nutzung von solarer Strahlungsenergie in, an oder auf Dach- und Außenwandflächen von zulässigerweise genutzten Gebäuden im Außenbereich wurde unabhängig von einer „dienenden Funktion“ ermöglicht. Aber eine entsprechende Regelung für KWK-Anlagen an oder in zulässigerweise genutzten Gebäuden im Außen-

bereich fehlt weiterhin. Es gibt jedoch keinen Grund an dieser Stelle BHKW im Außenbereich gegenüber BHKW im Innenbereich oder Solaranlagen zu benachteiligen.

Vorschlag

Auch Satelliten-BHKW, die keine „dienende Funktion“ erfüllen, sollten im Außenbereich errichtet werden dürfen. Zu diesem Zweck sollte § 35 Abs. 1 um folgende neue Nr. 8a ergänzt werden:

„8a der Nutzung von aus Biomasse erzeugtem Biogas oder Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in oder im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit zulässigerweise genutzten Gebäuden dient, wenn die Anlage dem Gebäude baulich untergeordnet ist.“

5. Korrekturänderung der GEG-Novelle: Umformulierung der Begrenzung des Einsatzes von Mais in neuen Biogasanlagen

Mit der GEG-Novelle wird der Einsatz von Mais in neuen Biogasanlagen auf 40 Prozent begrenzt (§ 71f Abs. 4 KabE GEG). Das GEG sieht zudem eine Bagatellschwelle für diese Einsatzstoffbegrenzung vor, so dass die Begrenzung erst ab einer gewissen Anlagengröße greift. Da die Bioenergieverbände die Begrenzung der Einsatzstoffe grundsätzlich kritisch sehen, ist zumindest die Beschränkung auf Anlagen einer bestimmten Größe zu begrüßen.

Allerdings droht die Bagatellgrenze im GEG aufgrund ihrer konkreten Ausgestaltung vollständig ins Leere zu laufen, da die gewählten Formulierungen nicht stimmig sind. Da **im KabE WPG** sowohl in der Definition von „Erneuerbarer Wärme“ (§ 3 Abs. 1 Nr. 14 Buchstabe e KabE) als auch in den Regelungen zur Transformation von Gasnetzen (§ 28 Abs. 5 KabE) **auf die Begrenzung der Einsatzstoffe im GEG Bezug genommen wird, sollte** mit der Einführung des WPG die Ausgestaltung der **Begrenzung im GEG formal korrigiert werden**. Im Folgenden werden die formalen Probleme der Begrenzung der Einsatzstoffe in § 71f Abs. 4 GEG beschrieben und ein Vorschlag für eine Umformulierung unterbreitet.

Die Begrenzung der Einsatzstoffe in § 71f Abs. 4 GEG lautet wie folgt:

„Der zur Erzeugung der gasförmigen Biomasse eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais in jedem Kalenderjahr darf insgesamt höchstens 40 Masseprozent betragen. Als Mais im Sinne von Satz 1 sind Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot anzusehen. Satz 1 ist nur für neue Vergärungsanlagen ab einer Leistung von 1 Megawatt anwendbar, die nach Ablauf des 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden. Für den Begriff der Anlage ist § 24 Absatz 1 Satz 1 und 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) in der jeweils geltenden Fassung entsprechend anzuwenden.“

Vergärungsanlagen (Biogaserzeugungsanlagen) haben jedoch keine „Leistung“, die man in Megawatt fassen kann. Leistung im Sinne von Megawatt gibt es nur bei Anlagen, die Biogas einsetzen (z.B. Blockheizkraftwerke), aber nicht bei Anlagen, die Biogas erzeugen. Die „Größe“ von Biogaserzeugungsanlagen wird über die *Erzeugungskapazität* bestimmt, die man z.B. in Millionen m³ Biogas pro Jahr fassen kann.

Analoges gilt hier für Satz 4: § 24 Abs. 1 Satz 1 und 2 EEG regelt, wie die *elektrische Leistung* einer Biogasanlage bestimmt wird (also die Summe der BHKW-Leistung), *nicht, wieviel Biogas die Anlage produzieren kann*.

Vorschlag

Die Bagatellgrenze wird so festgelegt, dass die **Begrenzung des Einsatzes von Mais nur für neue Vergärungsanlagen gilt, die so viel Biogas erzeugen können, wie ein BHKW mit 1 MW installierter elektrischer Leistung pro Jahr verstromen kann** (analog zur Begrenzung der Biogaserzeugung in § 35 Abs. 1 Nr. 6 Buchstabe d BauGB). Bei einem durchschnittlichen Methangehalt von 5 Kilowattstunden Methan pro m³ Biogas und einem typischen elektrischen Wirkungsgrad von 38 Prozent ist dies eine Biogaserzeugungskapazität von ca. 4,6 Millionen m³ Biogas pro Jahr.¹

§ 71f Abs. 4 GEG wäre dann wie folgt zu formulieren:

„Der zur Erzeugung der gasförmigen Biomasse eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais in jedem Kalenderjahr darf insgesamt höchstens 40 Masseprozent betragen. Als Mais im Sinne von Satz 1 sind Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot anzusehen. ~~Satz 1 ist nur für neue Vergärungsanlagen ab einer Leistung von 1 Megawatt anwendbar, die nach Ablauf des 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden. Für den Begriff der Anlage ist § 24 Absatz 1 Satz 1 und 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) in der jeweils geltenden Fassung entsprechend anzuwenden. Satz 1 ist nur für neue Vergärungsanlagen ab einer Biogasproduktionskapazität von 4,6 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr anwendbar, die nach Ablauf des 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden.~~“

,

¹ Annahmen zu Methangehalt und elektrischem Wirkungsgrad in den „Basisdaten Bioenergie“ der FNR. [Basisdaten Bioenergie Deutschland 2022 \(fnr.de\)](https://www.fnr.de/Basisdaten-Bioenergie-Deutschland-2022)

Die vorgeschlagene Höhe der maximalen Biogaserzeugungskapazität berechnet sich wie folgt: 1 MW elektrischer Leistung kann pro Jahr 8-760 MWh Strom erzeugen; bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 38 Prozent werden dazu 23.052.632 kWh Biogas pro Jahr benötigt; bei einem Methangehalt von 5 kWh Methan pro m³ Biogas entspricht dies 4.610.526 m³ Biogas pro Jahr.

Anhang: Analyse des Potenzials von grünem Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen 2045/2050

Es gibt viele, teilweise abweichende Analysen für die langfristigen Potenziale von Biogas und Biomethan. Exemplarisch wird hier auf die Analyse von Guidehouse Economics „Biomethane production potential in the EU“² sowie die Biomassepotenzialanalyse des Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE)³ verwiesen.

1. Biogas aus Reststoffen, Abfällen, Nebenprodukten, Zwischenfrüchten und Dauergrünland 2045/2050:

Guidehouse Economics untersucht für alle Länder der Europäischen Union, wie groß deren Beitrag zur Erreichung des Ziels im „RePowerEU“-Plan der EU-Kommission sein kann, die Biomethanproduktion in der EU bis 2030 auf 35 Milliarden Kubikmeter zu erhöhen. Hier werden insbesondere Reststoffe (z.B. Klärschlamm), Abfälle (z.B. Bioabfall), Nebenprodukte (z.B. Gülle, Stroh), Zwischenfrüchte (z.B. Klee gras) und Dauergrünland (dauerhaft stillgelegtes Grünland) untersucht. Die Studie kommt auf ein Gesamtpotenzial von rund **155 Terawattstunden (TWh) Biogas/Biomethan** in 2050 aus den genannten Stoffen.

2. Biogas aus dem Aufwuchs von Blühflächen und wiedervernässten Mooren 2045/2050: Neben den in der Guidehouse-Studie betrachteten Stoffen, kommen weitere Stoffe für die Produktion von Biogas/Biomethan in Betracht. Dazu gehören insbesondere der Aufwuchs von Blühflächen und wiedervernässten Mooren. Blühflächen spielen zunehmend eine Rolle im ländlichen Raum, um im Sinne der Artenvielfalt Lebensraum für Insekten zu schaffen. Nach dem Abblühen der Pflanzen können sie geerntet und sinnvollerweise nur für die Biogaserzeugung verwendet werden. Die Wiedervernässung von bislang landwirtschaftlich genutzten Mooren wird in den nächsten Jahren an Relevanz gewinnen, um natürliche CO₂-Senken aufzubauen. Auf diesen wiedervernässten Flächen können insbesondere Paludikulturen angebaut werden, die sich für die Biogaserzeugung eignen. Die Nutzung des Aufwuchses von Blühflächen und wiedervernässten Mooren zur Biogaserzeugung ist auch wichtig, um zumindest einen Teil der Wertschöpfung zu bewahren, die bislang durch die landwirtschaftliche Nutzung der Flächen erreicht wurde. Die BBE-Potenzialanalyse nimmt langfristig die Nutzung des Aufwuchses von 600.000 ha Blühflächen sowie 600.000 ha wiedervernässter Moore für die Biogas/Biomethan-Erzeugung an. Daraus ergibt sich ein zusätzliches Potenzial für grünes Methan in Höhe von **21 TWh**.

3. Biogas aus klassischen Energiepflanzen 2045/2050: Auch wenn die Bedeutung klassischer Energiepflanzen (insb. Mais) für die Biogasproduktion zukünftig zurückgeht, kann dennoch von einem weiteren Grundsockel der Energiepflanzennutzung ausgegangen werden. Der Grund dafür ist primär, dass die Wirtschaftlichkeit von Anlagen, die energiearme Substrate (z.B. Gülle) einsetzen, durch die Co-Vergärung von einem gewissen Anteil an Energiepflanzen deutlich verbessert wird. Dezentral anfallenden Biomasseströme, die nicht besonders transportwürdig sind, können so sinnvoll erfasst werden, da eine wirtschaftliche Anlagengröße erreicht werden kann. Als Nebeneffekt lässt sich durch diese Verwendungsmöglichkeit eine kleinstrukturierte Landwirtschaft fördern. Die BBE-Potenzialanalyse nimmt langfristig einen verbleibenden Sockel von 450.000 ha Energiepflanzenanbau für die Co-Vergärung an (ggü. 1,4 Mio ha heute), mit denen **16 TWh** Biogas erzeugt werden.

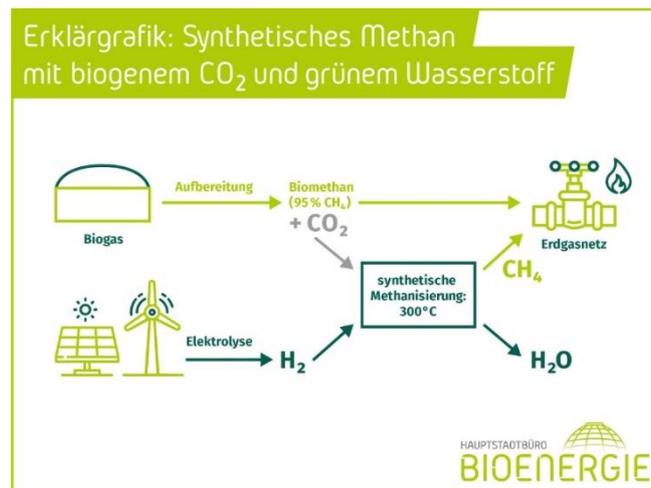
Zwischenfazit: Grünes Methan aus der Vergärung von Biomasse (Biomethan) 2045/2050. Aus den obigen Annahmen ergibt sich ein Biogaspotenzial in Höhe von rund 193 TWh. Der Fachverband Biogas e.V.

² [Guide House Economics \(2022\), Biomethane production potential in the EU](#)

³ Bundesverband Bioenergie e.V. (2023), Stellungnahme und Potentialabschätzung zur Nationalen Biomassestrategie: https://www.bioenergie.de/download_file/force/1539/725

(FvB) nimmt an, dass langfristig 60 Prozent der Biogasproduktion für die Gasaufbereitung genutzt werden. Auf dieser Basis lässt sich für 2045/2050 ein **Biomethanpotenzial in Höhe von 116 TWh** annehmen

4. Methan aus grünem Wasserstoff und CO₂ aus der Biogasaufbereitung 2045/2050: Biogas besteht knapp zur Hälfte aus CO₂. Dieses biogene CO₂ kann genutzt werden, um aus Elektrolyse erzeugten grünen Wasserstoff grünes Methan herzustellen.



Bei der oben angenommenen Biomethanproduktion in Höhe von 116 TWh wird bei einem typischen Anteil von 48 Prozent CO₂ im Rohgas genug CO₂ gewonnen werden, um **107 TWh** grünes Methan aus grünem Wasserstoff herzustellen.

Fazit: Gesamtpotenzial an grünem Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen 2045/2050. Auf Basis der vorhandenen Annahmen über die Verfügbarkeit von Biomasse für die Biogas- und Biomethanproduktion, dem Anteil der Biogasaufbereitung und der dadurch möglichen Methanisierung von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse kann ein Gesamtpotenzial von grünem Methan in Höhe von **rund 220 TWh** angenommen werden, das langfristig allein durch Biogasaufbereitungsanlagen bereitgestellt werden kann.

Technisches Potenzial für grünes Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen 2045/2050		
Quellen für Grünes Methan	Energiemenge	Annahmen / Quelle
Biogas aus Reststoffen, Abfällen, Nebenprodukte & Dauergrünland	155 TWh	Guidehouse Economics für 2050
Biogas aus Aufwuchs von Blühflächen und wiedervernässten Mooren	21 TWh	BBE: jeweils 600.000 ha in 2045
Biogas aus klassischen Energiepflanzen als Co-Substrat	16 TWh	BBE: 450.000 ha in 2045
Potenzial Biomethan 2045/2050	116 TWh	FvB: 60% Biogasaufbereitung in 2045
Methan aus grünem Wasserstoff mit CO ₂ aus der Biogasaufbereitung	107 TWh	48% CO ₂ -Anteil im Rohbiogas
Potenzial grünes Methan 2045/2050	222 TWh	

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-15
Email: rostek@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V. (FvB)
Tel.: 030-2758179-16
Email: guido.ehrhardt@biogas.org

Malte Trumpa
Referent für Holzenergie des Fachverband Holzenergie (FVH)
Tel.: 030-2758179-20
Email: trumpa@bioenergie.de