

STELLUNGNAHME

zum Referentenentwurf zur Änderung des Gebäudemodernisierungsgesetzes vom 05.05.2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

die GEODE dankt dem BMW für die Gelegenheit zur Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften im Wärmebereich (**GModG-E**). Aus Sicht der Mitglieder der GEODE gibt der Entwurf Anlass, einige grundlegende Anmerkungen zur Regelung der Wärmeversorgung in Deutschland und Hinweise zu verschiedenen Regelungsvorschlägen im Detail zu übermitteln.

Im Einzelnen:

1. Ambitionsniveau beim Klimaschutz in der Wärmeversorgung aufrechterhalten

Nach unserem Verständnis von Koalitionsvertrag und GModG-Eckpunktepapier ist der Gesetzentwurf davon geprägt, eine mutmaßlich im bisherigen Gesetz nicht vorgesehene Technologieoffenheit zu ermöglichen und als zu bürokratisch und/oder zu kompliziert empfundene Vorschriften zurückzuschneiden. Die Vereinfachung der Gesetzesanwendung in der Praxis begrüßt die GEODE ausdrücklich. Viele unserer Mitgliedsunternehmen müssen mit einer überschaubaren Personalausstattung eine Vielzahl regulatorischer Vorgaben erfüllen; deshalb ist es hilfreich, wenn eine Vereinfachung von Regeln verfolgt wird, statt, wie üblich, die Komplexität weiter auszubauen.

Zugleich bekennt sich die Bundesregierung zu den Zielen des Klimaschutzgesetzes und damit zu den völkerrechtlich vereinbarten Grundlagen der Klimapolitik, der sich auch die GEODE verschrieben hat. Deshalb muss auch in der Wärmeversorgung die Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 erreicht werden.

Dieses Ambitionsniveau darf nicht gegen die Ziele der Gesetzesnovelle ausgespielt oder gar aufgegeben werden. Das bedeutet für die GEODE u.a. Folgendes:

- Geplante Abschaffung der 65 %-Vorgabe für erneuerbare Energien: die zentrale Vorgabe der bisherigen Regelungen in §§ 71ff. GEG ist aus Sicht der GEODE ein wichtiges Zeichen, dass die Transformation der Wärmeversorgung hin zur Klimaneutralität 2045 mit Engagement und klarem Fokus verfolgt wird. Von unseren Mitgliedsunternehmen wissen wir, dass viele Menschen in den Städten und Gemeinden in Deutschland dieses Ziel teilen und sich verlässliche Vorgaben wünschen, an denen sie ihre Investitionsentscheidungen ausrichten können. Die Abschaffung der Vorgabe sendet widersprüchliche Signale. Wir können nicht erkennen, dass die flankierenden Maßnahmen („Bio-Treppe“, Grüngas-/ölquote) dies kommunikativ ausgleichen.
- Mit dem bisherigen Ziel stehen die Regelungen des Wärmeplanungsgesetzes (**WPG**) und der Verteilnetzentwicklungspläne für Gas und Wasserstoff in einem engen Zusammenhang. Die kommunalen Wärmepläne verlieren damit ihren Status als übergeordnetes Planungsinstrument, sowie die Möglichkeit, den Bürgerinnen und Bürgern Planungssicherheit bei der Wärmetransformation zu geben. Gleichzeitig soll die Verteilnetzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff aber weiterhin mit den Ergebnissen der kommunalen Wärmepläne im Einklang stehen und das Ziel der Klimaneutralität sichern. Mit der pauschalen Erfüllungsoption für Gas- (und Öl-) Heizungen wird diese Verzahnung konterkariert und es ist zu befürchten, dass Gasnetze, oder Teile davon, weder auf Wasserstoff transformiert noch stillgelegt, sondern zu hohen gesellschaftlichen Kosten weiterbetrieben werden müssen; insbesondere in den Teilbereichen, für die gemäß der Wärmepläne Nah- oder Fernwärmenetze vorgesehen sind. Die Verzahnung von §§ 71 ff. GEG, WPG und den künftigen §§ 16b ff. EnWG ist zwar komplex (und z.T. zu kompliziert), aber zwingend erforderlich; die Lösung kann nicht sein, diese vollständig aufzugeben.
- Die leitungsgebundene Wärmeversorgung durch Nah- und Fernwärmenetze ist ein Kernbestandteil der Wärmetransformation in den allermeisten Kommunen. Die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen hängt wesentlich von der Anschlussquote ab. Werden nunmehr auch in Gebieten, die die kommunale Wärmeplanung als Wärmenetzausbaubereich ausweist, Gas- und Ölheizungen wieder bedingungslos zugelassen, sinkt die Zahl potenzieller Anschlussnutzer und die Kosten für den Wärmenetz(-aus)bau und der Transformation werden auf weniger Abnehmer umgelegt werden müssen. Damit werden sowohl der geplante wirtschaftlich effiziente Ausbau der Wärmenetze und erneuerbarer Erzeugungsanlagen als auch die Aufrechterhaltung sozialverträglicher Wärmepreise gefährdet. Das Ziel muss es sein, die kommunale Wärmeplanung als Instrument zu verstetigen und auszubauen.

- Um keine doppelten Infrastrukturen betreiben, zu verstärken oder auszubauen (Gasnetz, Stromnetz, Fernwärmenetz), wird ein klarer Transformationsfahrplan für Bürgerinnen, Bürger und Unternehmen benötigt. Bleiben Gasheizungen eine alternative Erfüllungsoption, wenn diese langfristig mit Biomethan betrieben werden, dann müssen auch Gasnetze entsprechend weiterbetrieben werden. Die Wärmeversorgung unter Verwendung von Grüngasen wird in vielen Fällen eine Alternative zur Stilllegung der Gasverteilernetze darstellen und somit dem Erhalt dieser dienen. Daneben gibt es aber einen Widerstreit zwischen der Transformation zu einem Wasserstoffnetz und dem Weiterbetrieb der Gasnetze mit Biomethan, denn es handelt sich um zwei selbstständige Transformationswege.
- Die Ausgestaltung der „Bio-Treppe“ in § 43 Abs. 1 GModG sollte explizit die Aussage vorsehen, dass im Jahr 2045 ausschließlich biogene Brennstoffe eingesetzt werden dürfen und fossile Brennstoffe auf „0“ zurückgefahren werden müssen. Das dürfte angesichts der allgemeinen Regelungen und Vorgaben zum Klimaschutz zwar vor allem deklaratorischen Charakter haben. Die davon ausgehende Signalwirkung scheint uns aber wichtig!
- Die „Bio-Treppe“ scheint uns auch im Übrigen nicht geeignet, um ein ambitioniertes Klimaschutzniveau zu erreichen. Es steht schon in Frage, ob überhaupt genug biogene Brennstoffe zur Verfügung stehen, um die Steigerung der Bio-Treppe abzubilden. Mit der Bio-Treppe wird damit ein spekulatives Instrument eingeführt, das eine klare und gut operationalisierbare Vorgabe ersetzt.
- Der Betrieb von Gas- und Ölheizungen ab 2045 darf nicht mehr fortgeführt werden. Das bisher geltende Betriebsverbot für fossil beschickte Heizkessel wird laut GModG-E gestrichen – das kann nur ein Versehen sein und sollte rückgängig gemacht werden.
- Zukünftig soll es für die Erfüllungsoptionen in § 42 Abs. 2 GModG-E ausreichen, dass ein Gebäude an ein Wärmenetz angeschlossen wird. Bislang ist diese Option in § 71b GEG mit der weiteren Vorgabe versehen, dass das Wärmenetz die „jeweils geltenden rechtlichen Anforderungen erfüllt“, womit insbesondere das WPG und die für Wärmenetzbetreiber dort geltenden Vorgaben an die Nutzung erneuerbarer Energien in Bezug genommen wird. Diese Anforderung darf mit § 42 GModG nicht entfallen – schon, um ein ausreichendes Klimaschutzniveau aufrechtzuerhalten. Viele Wärmenetzbetreiber haben bereits Dekarbonisierungsfahrpläne erstellt, oder ihre BEW-Förderanträge für Machbarkeitsstudien, Transformationspläne und Investitionszuschüssen gestellt. Diese wurden teilweise auch schon mit entsprechenden Haushaltsmittelbindungen genehmigt oder befinden sich sogar schon in der Umsetzung. Dieses Engagement sollte

nicht benachteiligt werden, indem der Anschluss an jedes Wärmenetz – auch solche, die das WPG nicht einhalten – ausreicht, um das GModG zu erfüllen. Die Planungs- und Investitionssicherheit für Wärmenetzbetreiber, Energieversorger, Kommunen und Investoren hinsichtlich einer ambitionierten Wärmetransformation muss weiterhin gegeben sein, um geplante Finanzierungsmodelle umsetzen zu können und Stranded Assets zu vermeiden. Die GEODE wünscht sich, dass das Gesetz denjenigen den Rücken stärkt, die engagierten kommunalen Klimaschutz vorantreiben. Der qualifizierende Zusatz aus § 71b GEG muss daher in das GModG überführt werden.

- In einigen Fällen (“Neubau im Neubaugebiet”) findet die Vorgabe des § 71 Abs. 1 GEG derzeit bereits Anwendung. Im Sinne der Rechtsklarheit wäre eine Klarstellung, ob die Streichung der Pflicht auch für diese Fälle gilt (65 %-Pflicht nach § 71 Abs. 1 GEG findet derzeit Anwendung), angezeigt.

2. Keine ausreichende Planungssicherheit beim Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung

Die Regelung des Anschlusses an ein Wärmenetz als Option für eine neue Heizungsanlage in § 42 Abs. 2 Nr. 8 GModG-E ist unzureichend mit Blick auf die notwendige Planungssicherheit für Hauseigentümer und Wärmeversorger in der Phase des (notwendigen) Ausbaus der Nah- und Fernwärmeversorgung in den Kommunen.

Die Vorschrift des § 71j GEG, die Wärmenetzbetreibern und künftigen Anschlussnehmern eine Möglichkeit für Planungssicherheit während der Phase des Wärmenetzausbaus bietet, soll ersatzlos entfallen. Viele Wärmeversorgungsunternehmen haben auf der Grundlage des § 71j GEG so genannte Vorverträge über den künftigen Wärmenetzanschluss und die künftige Wärmelieferung geschlossen. Dies bringt sowohl den künftigen Kunden als auch den Wärmeversorgungsunternehmen Planungssicherheit. Darüber hinaus waren Gebäudeeigentümer, die einen entsprechenden Vorvertrag vorlegen konnten, während der Übergangszeit von der bisherigen sukzessiven Mindest-EE-Brennstoffquoten nach § 71 Abs. 9 GEG ausgenommen.

Für diejenigen, die im Vertrauen auf die Vorschrift entsprechende Verträge geschlossen haben, ist unklar, wie in Bezug hierauf weiter verfahren werden kann.

Zur Stärkung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sollte eine vergleichbare Vorschrift in das GModG aufgenommen werden, die auch bestehende Vereinbarungen auf der Grundlage von § 71j GEG berücksichtigt.

3. Behandlung von Heizungsanlagen, die den bisherigen sukzessiven Mindest-EE-Brennstoffquoten nach § 71 Abs. 9 GEG unterfallen

Mit fossilen Brennstoffen betriebene Heizungsanlagen, die nach dem 01.01.2024 und vor der Geltung der 65 %-EE-Vorgabe eingebaut wurden, unterfallen derzeit den sukzessiven Mindest-EE-Brennstoffquoten nach § 71 Abs. 9 GEG. Die Vorgabe entspricht der nunmehr geltenden Bio-Treppe nach § 43 Abs. 1 GModG-E, mit der Ausnahme, dass bereits ab dem 01.01.2029 ein Mindestanteil an erneuerbaren Brennstoffen von 15 % gegeben sein muss. Im Eckpunktepapier war angekündigt, dass solche Heizungsanlagen auch der Bio-Treppe des GModG unterfallen sollen. Dies wird im GModG-E bislang nicht berücksichtigt.

4. Ungeeignete Qualitäts- und Nachweisanforderungen an Biomethan (§ 42 Abs. 2 GModG-E)

a) Problemaufriss

Die bislang in § 22 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 lit. c und d GEG enthaltenen und nunmehr übernommenen Anforderungen an die Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan stellt auf die Anforderungen an den Gasaufbereitungsbonus nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung (EEG 2012) ab.

Mag diese Anknüpfung ursprünglich für die Zwecke der in § 22 GEG geregelten Primärenergiefaktoren sachgerecht gewesen sein, ist die Regelung als Qualitätsanforderung spätestens seit der Umsetzung der Vorgaben der Art. 29 und 30 RL (EU) 2018/2001 in der BioSt-NachV und der Biokraft-NachV (vom 02.01.2021) ungeeignet.

Denn sonst wäre auch die propagierte Befreiung von CO₂-Kosten für den biogenen Anteil an der Brennstofflieferung bei der beabsichtigten Ausgestaltung nicht gegeben.

Würde die CO₂-Kosten-Befreiung hingegen nicht Voraussetzung für die gewünschte Bio-Treppe sein, wäre es nicht zielführend, ein dann nicht erforderliches Massenbilanzsystem ohne Not in das GModG einzuführen. Denn die Anforderung der Massenbilanz führt zu einer Verkomplizierung der Nachweisführung und einem Mehraufwand, dem kein echter Mehrwert gegenübersteht. Wird auf eine Ausrichtung an den Vorgaben der Art. 29 und 30 RL (EU) 2018/2001 verzichtet, sollte eine praxisgerechtere Ausgestaltung gewählt werden. Eine Nachweisführung über das künftig für Lieferanten verpflichtend zu verwendende Herkunftsnachweisregister Gas (als Book & Claim-System entsprechend der Ausgestaltung zu Stromnachweisen) drängt sich geradezu auf.

Entsprechendes gilt für die Anforderungen an biogenes Flüssiggas nach § 43 Abs. 2 i. V. m. § 22 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 GModG-E.

b) Vorschlag der GEODE

Die Qualitäts- und Nachweisanforderungen in § 43 Abs. 2 i. V. m. § 22 Abs. 1 GModG-E sind zu ändern und an den Nachhaltigkeitskriterien in Art. 29 Abs. 2 bis 7 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (im Folgenden „RL (EU) 2018/2001“) und den Kriterien für Treibhausgaseinsparungen in Art. 29 Abs. 10 RL (EU) 2018/2001 bzw. der Umsetzung in §§ 4 bis 6 BioSt-NachV (Biomethan) bzw. §§ 4 bis 6 Biokraft-NachV (Flüssiggas) auszurichten.

Anderenfalls wäre jedenfalls die Anforderung der Massenbilanz zu streichen und eine Ausgestaltung vorzunehmen, die eine Nachweisführung über das künftige Herkunftsnachweisregister Gas ermöglicht.

c) Begründung

Die Regelung in § 22 Abs. 2 GEG dient im Ausgang der **Ermittlung von Primärenergiefaktoren. Als Definition für Biomethanqualitäten ist sie veraltet und nicht mehr sachgerecht.** Die so nicht mehr gängige Definition führt durch die faktisch zwangsläufig für die Nachweisführung erforderliche Verwendung des dena-Biogasregisters zu **vermeidbarem Mehraufwand** für alle Akteure entlang der Lieferkette.

Art. 29 Abs. 1 lit. a RL (EU) 2018/2001 legt fest, dass Biomasse-Brennstoffe (wie Biomethan) als Beitrag zu den Klimazielen der EU im Gebäudesektor gemäß Art. 15a RL (EU) 2018/2001 (sowie in weiteren Sektoren) nur Berücksichtigung finden, wenn sie die in Art. 29 Abs. 2 bis 7 und 10 RL (EU) 2018/2001 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für die Treibhausgaseinsparungen erfüllen. Schon hieraus stellt sich die Frage, wieso ein **Gebäudemodernisierungsgesetz** Qualitätsanforderungen stellt, die zumindest rechtlich bzw. regulatorisch keinen Beitrag zu den Klimazielen leisten können.

In den nach Einführung der Vorgaben des Art. 29 RL (EU) 2018/2001 erlassenen Gesetzen wird Biomethan entsprechend anerkannt oder gefördert, wenn es die Anforderungen des Art. 29 Abs. 2 bis 7 und 10 RL (EU) 2018/2001 erfüllt. Genannt seien in diesem Zusammenhang vor allem die Vorgaben zum Emissionsfaktor Null im nationalen Emissionshandel nach § 7 Abs. 4 Nr. 2 BEHG i. V. m. § 8 Abs. 1 und 2 EBeV 2030. Der Emissionsfaktor Null („Befreiung vom CO₂-Preis“) kann nur angesetzt werden, wenn die Anforderungen der §§ 4 ff. BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV als nationalrechtliche Umsetzung des Art. 29 RL (EU) 2018/2001 eingehalten werden. Auch im künftig geltenden europäischen Emissionshandel für

Brennstoffe nach dem EU-ETS 2 sind die Vorgaben des Art. 29 Abs. 2 bis 7 und 10 RL (EU) maßgeblich dafür, dass ein Emissionsfaktor Null angewendet werden darf und folglich kein CO₂-Preis berechnet werden muss.

Im Ergebnis bedeutet dies: **Auf Biomethan, das (nur) den Qualitätsanforderungen im Referentenentwurf genügt, würde ein CO₂-Preis anfallen und der Einsatz des Biomethans würde nicht auf die Erneuerbaren-Ziele der EU im Gebäudesektor angerechnet werden können.**

Vielmehr führt die faktisch zwingend erforderliche Nachweisführung über das dena Biogasregister zu einer vermeidbaren Mehrbelastung für Lieferanten und vorgelagerte Akteure in der Lieferkette:

Lieferanten müssen künftig für die Gaskennzeichnungspflicht nach § 42d EnWG-KabE verpflichtend das Herkunftsnachweisregister Gas verwenden. Ungeachtet der Vorgaben des GModG wird eine CO₂-Preis-befreite Belieferung zu Heizzwecken mit der Bio-Treppe einhergehen. Die Nachweisführung zu diesen Zwecken müsste verbindlich über Nabisy erfolgen. **Die beabsichtigte Qualitätsanforderung im GModG würde nun dazu führen, dass neben den beiden verbindlichen Systemen die Nachweisführung für den identischen Belieferungszweck (Heizzwecke) und den gleichen Sachverhalt über ein drittes System (dena Biogasregister) parallel erfolgen muss.** Sollte die Grüngasquote, deren Ausgestaltung noch nicht klar ist, ein eigenes Nachweissystem verlangen, könnte dann sogar ein viertes System zur Anwendung kommen. Dies, ohne dass hierfür eine echte Notwendigkeit ersichtlich ist.

Entweder sollte ein Gleichlauf der Vorgaben des GModG mit den Vorgaben des Emissionshandels (CO₂-Preis) geregelt werden. Oder es sollte auf die Anforderung der Massenbilanz verzichtet werden und eine Ausgestaltung gewählt werden, die eine Nachweisführung über das ohnehin durch Lieferanten und vorgeschaltete Akteure der Lieferkette zu verwendende Herkunftsnachweisregister Gas ermöglicht.

Insgesamt führt die im Gas bislang vorherrschende Nachweisführung über Massenbilanzsysteme zu einer unnötigen Verkomplizierung der Nachweisführung. Die Verwendung eines Book & Claim-Systems, wie das künftige Herkunftsnachweisregister Gas, ist hinreichend verlässlich. Einer Missbrauchsgefahr kann über eine Eingrenzung der Erzeugungs- und Einspeisungssachverhalte, für die Nachweise erstellt werden dürfen, vorgebeugt werden. Die unterschiedliche Behandlung von Nachweisen für Strommengen (dort Book & Claim-System) und Nachweisen für Gasmengen (dort Massenbilanz) ist nicht gerechtfertigt. Dies jedenfalls dann

nicht, wenn die strengen Anforderungen der RL (EU) 2018/2001 an Biomethan als erneuerbare Energie im Wärmebereich nicht angewendet werden sollte. Vermeintliche Begründungen für die Ungleichbehandlung der gleichermaßen netzgebundenen Versorgung wirken fingiert.

5. Berücksichtigung der Vorgaben bei Ausgestaltung der Grüngasquote

Bei der Umsetzung der angekündigten Grüngasquote in einer noch ausstehenden EnWG-Novelle ist Folgendes zu beachten:

Die angekündigte und im Allgemeinen Teil der Gesetzesbegründung zum GModG-E erneut betonte Anrechenbarkeit der Grüngasquote auf die Pflichterfüllung im Rahmen des § 43 Abs. 1 GModG-E ("Bio-Treppe") erfordert zwingend, dass Qualitäts- und Nachweisanforderungen in den Regelungen zur Grüngasquote identisch sind mit Qualitäts- und Nachweisanforderungen im GModG.

Eine praktikable Umsetzung der Vorgaben erfordert, dass Lieferanten sowohl eine Beschaffung und Belieferung von Biomethan zur Verwendung in einem Bio-Treppen-Produkt als auch die Beschaffung und Belieferung zur Erfüllung der Grüngasquote in einem Nachweissystem erfassen und zuordnen können. Denn beide Beschaffungs- und Belieferungszwecke dienen der Lieferung von Biomethan zu Heizzwecken.

Eine unterschiedliche Ausgestaltung der Anforderungen würde auch auf dieser Ebene die Nachweisführung für einen auf tatsächlicher Ebene identischen Sachverhalt unnötig verkomplizieren und zu nicht zu rechtfertigendem Mehraufwand für Lieferanten führen.

Vielmehr ist das für beide Gesetzeszwecke vorzusehende Nachweissystem mit den erforderlichen Schnittstellen zu den für die Überprüfung der Einhaltung der Pflichten jeweils verantwortlichen Stellen zu versehen.

6. Den strukturellen Wandel der Berechnung der Primärenergieverbräuche für mehr Technologieoffenheit nutzen

Das GModG-E enthält in §§ 22 ff. einen grundlegenden Wandel der Methodik zur Bestimmung des Primärenergiefaktors (PEF).

Neben der Umbasierung des Referenzgebäudes werden an vielfältigen Stellen Faktoren und Berechnungsvorschriften verändert. Hier ist es zwingend notwendig, Übergangsbestimmungen für sich bereits in der Entwicklung befindliche Projekte aufzunehmen. Im Nachgang müssen entsprechende Förderprogramme (z.B. KfW und BAFA-Förderung) auf die Anschlussfähigkeit hin überprüft und ggf. kurzfristig überarbeitet werden.

Neben diesen allgemeineren Aspekten sticht zusätzlich ein struktureller Bruch besonders hervor:

Im GModG-E wird erstmals die Möglichkeit der technologieoffenen, bilanziellen Zuordnung von Biomethan für die PEF-Nachweisführung mit einem eigenen PEF versehen, vgl. §22 Abs. 2 i.V.m. Anlage 4 GModG-E.

Dies stellt eine wesentliche Änderung der bisherigen Logik der Gebäudeenergieberechnung dar.

Da mit der vorgesehenen Änderung erstmals bilanziell zugeordnete Energiemengen für die Nachweisführung technologieoffen verwendet werden können, sollte im Sinne einer Technologieoffenheit ebenso für aus dem öffentlichen Netz bezogenen elektrischen Strom aus erneuerbaren Energien ein eigener PEF eingeführt werden. Dadurch würde Betreibern elektrischer Wärmeerzeuger ermöglicht, den eingesetzten erneuerbaren Strom zur Verbesserung des PEF (und gleichlaufend des Emissionsfaktors) der elektrischen Wärmeerzeugung zu verbessern.

Entgegen der in Abschnitt 7 dargestellten Unklarheit bezüglich des zu verwendenden Nachweissystems stünde im Falle der Verwendung von erneuerbarem Strom mit den Herkunftsnachweisen für Strom ein etabliertes Monitoring- und Zertifizierungssystem bereits zur Verfügung. Eine Verwendung von Grünstrom-HKN im Gebäudenachweis hätte darüber hinaus zwei weitere positive Effekte:

- es wird ein erheblicher Beitrag für die Institutionalisierung der allseits geforderten Sektorenkopplung Strom und Wärme geleistet;
- es entsteht ein positiver Nachfrageanreiz nach Grünstromzertifikaten, der in der Folge zu einer marktwirtschaftlichen Steuerung der EE-Stromerzeugungsmengen führt.

Vor dem Hintergrund eines fairen Wettbewerbs zwischen den Heizungstechnologien bzw. den eingesetzten Energieträgern sollte auch für strombasierte Systeme die Möglichkeit einer bilanziellen Versorgung gegeben sein. Entsprechend müsste sowohl in Anlage 4 als auch § 23 GModG-E ein Passus zur Abbildung bilanziell bezogenen Grünstroms eingefügt werden.

7. Mieterschutzregelungen gemäß CO₂KostAufG-E nicht umsetzbar

a) Umsetzungsschwierigkeiten bei Informationspflicht in § 3 Abs. 1 Nr. 6 CO₂KostAufG-E

Die Umsetzung der beabsichtigten neuen Informationspflicht für Lieferanten in § 3 Abs. 1 Nr. 6 des Entwurfs eines „Gesetzes zur Aufteilung bei Kohlendioxidkosten und zur Aufteilung von Betriebskosten bei Einbau einer mit Gas, Heizöl oder Flüssiggas beschickten Heizungsanlage“ wird zu Umsetzungsschwierigkeiten bei Lieferanten und zu Missverständnissen bei Kunden führen.

Lieferanten werden in ihren Tarifen oftmals keinen gesonderten Preisbestandteil für den anteilig zu nutzenden biogenen Brennstoff vereinbaren. Ein solcher Preisbestandteil existiert in diesen Tarifen dann vertraglich nicht. Die Bezeichnung „Preisbestandteil“ kann vor diesem Hintergrund irreführend wirken. Da auch die gesonderte Erfassung und Ausweisung der Kosten für die Beschaffung des Anteils biogener Brennstoffe Lieferanten vor Schwierigkeiten stellen wird und oftmals nicht trennscharf möglich sein wird, wäre es am praktikabelsten (wie bei der Informationspflicht und Referenz für die Kostenteilung bezüglich des CO₂-Preises) auf eine Referenz für Durchschnittskosten am Markt abzustellen.

Darüber hinaus ist die Vorgabe für Contractoren, die ein Wärmeliefer-Contracting aus einer Heizungsanlage im Sinne von § 43 Abs. 1 GModG-E anbieten, nicht erfüllbar. In Wärmelieferverträgen wird grundsätzlich ein einheitlicher Wärmearbeitspreis abgerechnet, der sich nicht in einzelne Preisbestandteile nach den Quoten der Bio-Treppe aufgliedern lässt. Eine solche Aufspaltung des Wärmelieferentgelts wäre kalkulatorisch auch vor dem Hintergrund nicht darstellbar, dass Wärmepreise in der Regel für langfristige Verträge kalkuliert und vereinbart werden. Die Vorgabe ist mithin für Contractoren nicht erfüllbar.

Zudem greift die Informationspflicht für den Lieferanten, soweit ein Gebäude beliefert wird, in dem (teilweise) Wohnraum vermietet wird. Dem Lieferanten sind jedoch im Zweifel die Umstände in dem versorgten Gebäude nicht bekannt, sodass er oftmals nicht erkennen können wird, ob er zu einer entsprechenden Angabe verpflichtet ist.

Darüber hinaus wird nicht klar, ob die Informationspflicht auch bei dem Einbau einer kombinierten Heizungsanlage nach § 43 Abs. 1 GModG-E mit einer solarthermischen Heizungsanlage nach § 43 Abs. 3 GModG-E oder als Wärmepumpenhybridheizung nach § 43 Abs. 4 GModG-E gelten soll. In diesen Fällen ist zudem nicht klar, wie der Preisbestandteil bemessen werden soll.

b) Unklare Vorgabe in § 5a Abs. 3 Nr. 3 CO₂KostAufG-E

§ 5a Abs. 3 Nr. 3 des Entwurfs eines „Gesetzes zur Aufteilung bei Kohlendioxidkosten und zur Aufteilung von Betriebskosten bei Einbau einer mit Gas, Heizöl oder Flüssiggas beschickten Heizungsanlage“ regelt, dass die Kosten für einen biogenen Brennstoffanteil von maximal 30 % am insgesamt verbrauchten Brennstoff hälftig vom Vermieter zu tragen sind.

Der Wortlaut der Regelung impliziert, dass auch auf der vierten Stufe der Biotreppe nach § 43 Abs. 1 GModG-E (60 % Anteil biogener Brennstoffe) der Vermieter diesen Anteil (die Hälfte der Kosten eines biogenen Brennstoffanteils von 30 %) zu tragen hat.

Angekündigt wurde, dass die Kostenteilung auf der vierten Stufe nicht mehr gelten soll. Ein solches Verständnis wäre auch vorzugswürdig. Schließlich ist für andere Heizungslösungen auch keine Kostenteilung vorgesehen. Es besteht keine sachliche Rechtfertigung für eine Ungleichbehandlung von auf letzter Stufe mit grünen Gasen betriebenen Gasheizungen und anderen Heizungslösungen. Sollte ein Entfallen der Kostenteilung nach § 5a Abs. 3 Nr. 3 auf vierter Stufe der Bio-Treppe gewollt sein, sollte eine Formulierung gewählt werden, die dies besser verdeutlicht oder jedenfalls eine Klarstellung in der Gesetzesbegründung vorgenommen werden.

c) Schwierigkeiten bei der Ermittlung und Aufteilung der Netzentgelte durch den Vermieter beim Contracting

Gemäß § 5a Abs. 1 Nr. 1 CO₂KostAufG hat der Vermieter die für die Belieferung mit Gas angefallenen Netzentgelte zu ermitteln. Auch hier wird nicht klar, wie in der Konstellation verfahren werden soll, in der ein Wärmeliefer-Contracting vereinbart ist. Dem Wortlaut nach fallen hier keine Netzentgelte für die Belieferung mit Gas an, da in solchen Konstellationen Wärme geliefert wird. Es handelt sich jedoch um eine Konstellation, in der der Vermieter eine fossil betriebene Heizungsanlage einbauen lässt und die Netzentgelte werden regelmäßig als Teil des Wärmelieferentgelts auf die Mieter umgelegt, sodass die Mieter hier grundsätzlich auch schutzbedürftig sind. Eine Ermittlung und Aufteilung der Netzentgelte wird beim Contracting hingegen nicht stattfinden können, da der Vermieter keine Möglichkeit hat, die Netzentgelte zu ermitteln.

d) Hälftige Aufteilung der CO₂-Kosten in Wohnraummietverhältnissen

§ 5a Abs. 3 Nr. 2 CO₂KostAufG-E geht davon aus, dass die CO₂-Kosten in Wohnraummietverhältnissen abweichend von § 5 Abs. 2 CO₂KostAufG-E hälftig aufgeteilt werden. Danach würde die Aufteilung in Wohngebäuden anhand des Stufenmodells erfolgen, wonach der Ver-

mieter im Zweifel einen höheren Anteil an CO₂-Kosten zu tragen hat, wenn das Gebäude entsprechend in das Stufenmodell einzustufen ist. Es stellt sich hier die Frage, ob auch in diesen Fällen pauschal eine hälftige Aufteilung der CO₂-Kosten erfolgen soll.

e) Definitionen des Wohngebäudes und des Nichtwohngebäudes

In § 6 Abs. 1 Satz 1 CO₂KostAufG-E wird hinsichtlich der Definition des Wohngebäudes auf die Definition gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 33 GModG verwiesen. In § 6 Abs. 1 Satz 3 CO₂KostAufG-E wird das Wohngebäude anschließend noch einmal eigenständig definiert. Entsprechend wird auch das Nichtwohngebäude in § 8 Abs. 1 CO₂KostAufG-E zweimal definiert.

f) Systematische Aufteilung des CO₂KostAufG in Wohn- und Nichtwohngebäude

Bislang werden Gebäude im CO₂KostAufG in Abhängigkeit von der Art der *überwiegenden Nutzung* als Wohngebäude oder Nichtwohngebäude eingeordnet. Wird ein Gebäude überwiegend zu Wohnzwecken genutzt, dann handelt es sich um ein Wohngebäude, in dem die Aufteilung der CO₂-Kosten nach Maßgabe des Stufenmodells erfolgt. Wird das Gebäude dagegen überwiegend nicht zu Wohnzwecken genutzt, handelt es sich um ein Nichtwohngebäude und es erfolgt eine hälftige Aufteilung der CO₂-Kosten. Lediglich dann, wenn es keine überwiegende Art der Nutzung gibt, soll ausweislich der Begründung zum CO₂KostAufG eine anteilige Betrachtung unter entsprechender Anwendung von § 106 GEG erfolgen. Dieses System wird nunmehr durchbrochen, wenn Wohnraummietverhältnisse, in denen eine fossile Heizungsanlage zur Wärmeversorgung eingesetzt wird, gesondert betrachtet und anders behandelt werden. Es erscheint unklar, ob dies gewünscht ist.

8. Negative Wirkung der Kostenaufteilungsregelung allgemein: das GModG als Heizöl-Anschub-Gesetz?

Wenn sich ein Vermieter zukünftig bei Neuanlagen zwischen Öl- und Erdgaskesseln entscheidet, wird er (viel zu) häufig einen Ölkessel wählen. Dies steht jedenfalls deshalb zu befürchten, weil bei Heizöl kein Netzentgelt anfällt, so dass bei dort nur die CO₂- und die zusätzlichen EE-Kosten zwischen Mieter und Vermieter geteilt werden. Erschwerend kommt hinzu, dass zukünftig mit einem starken Anstieg der Gasnetzentgelte zu rechnen ist und dies auch bereits in den Medien breit diskutiert wird und damit in der Öffentlichkeit angekommen ist.

Deshalb müssen dringend Regelungen vorgesehen werden, die diese Besserstellung von Ölheizungen vermeidet.

Für Rückfragen und ein Gespräch stehen wir gern zur Verfügung.

Berlin, 11.05.2026

Michael Teigeler
Vorstandsvorsitzender GEODE Deutschland

GEODE
Magazinstraße 15/16
10179 Berlin
Tel.: 0 30 / 611 284 070
Fax: 0 30 / 611 284 099
E-Mail: info@geode.de
www.geode.de
www.geode-eu.org

GEODE AISBL (R001212) und GEODE Deutschland e. V. (R001207) sind im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung registriert und unterliegen dem gesetzlichen Verhaltenskodex des LobbyRG.

Die GEODE ist der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen. Mit dem Ziel, diese Unternehmen in einem sich zunehmend europäisch definierten Markt zu vertreten, wurde der Verband 1991 gegründet. Mittlerweile spricht die GEODE für mehr als 1.400 direkte und indirekte Mitgliedsunternehmen in vielen europäischen Ländern, davon 150 in Deutschland.