

Zum

Gebäudemodernisierungsgesetz

und weiteren Vorschriften
im Gebäude- und Wärmebereich

E.ON | Positionspapier | Juni 2026

Jetzt für Klarheit sorgen – nicht erst 2030

Das GModG muss **jetzt** einen verlässlichen und investitionssicheren Transformationsrahmen schaffen.

Elektrifizierung stärken, statt fossile Pfade verlängern

Die Wärmewende wird nur dann bezahlbar und wirksam, wenn strombasierte Lösungen wie Wärmepumpen und Wärmenetze im Markt klar attraktiver werden. Dafür braucht es einen wirksamen ETS 2, eine niedrige Stromsteuer und eine verlässliche Förderkulisse.

Keine Grüngasquote im Gebäudesektor

Knappe grüne Gase sollten dort eingesetzt werden, wo sie unverzichtbar sind – nicht im breiten Heizungskeller. Eine Grüngasquote würde Kosten erhöhen und falsche Anreize setzen.

Wärmeplanung, Wärmenetze und Gasnetztransformation zusammen denken

GModG, Wärmeplanung und Gasnetztransformation müssen kohärent ausgestaltet werden. Nur so lassen sich Wärmenetze stärken und fossile Lock-ins vermeiden.

Der richtige Impuls trifft auf einen Rahmen mit offenen Fragen

Der Wandel vom Gebäudeenergiegesetz (GEG) hin zum Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) ist eine Chance: Vorgaben zur Heizungsmodernisierung können klarer, verständlicher und praxisnäher werden. Es ist zu begrüßen, dass die Bundesregierung den gesellschaftlichen Konflikt rund um das GEG entschärfen und Planungs- und Investitionssicherheit in der Wärmewende schaffen will. Entscheidend ist jetzt, dass ein konsistenter und investitionssicherer Transformationsrahmen entsteht – mit einem stringenten Gesamtbild aus Dekarbonisierungspfad, Infrastrukturentwicklung und kommunaler Wärmeplanung.

Der Kabinettsentwurf greift das Ziel eines konsistenten und investitionssicheren Transformationsrahmens auf. Positiv hervorzuheben ist insbesondere die ausdrückliche Bezugnahme auf die Klimaneutralität des Gebäudesektors bis 2045. Gleichzeitig wird der Entwurf diesem Anspruch in seiner derzeitigen Ausgestaltung noch nicht gerecht.

Strom aus erneuerbaren Energien ist der effizienteste, skalierbarste und kostengünstigste Energieträger zur Dekarbonisierung weiter Teile von Wärme, Mobilität und Industrie. Wo direkte Elektrifizierung möglich ist, sollte sie klar priorisiert werden. Jede Nutzung knapper Moleküle in elektrifizierbaren Anwendungen erhöht Kosten, verzögert Transformationspfade und behindert den Hochlauf effizienter Technologien wie dezentralen Wärmepumpen und Wärmenetzen.

Mehr Flexibilität bedeutet auch, dass zumindest der gesetzliche Handlungsdruck auf Gebäudeeigentümer verringert wird. Gleichzeitig müssen Strom- und Gasnetzbetreiber sowohl in den Netzausbau als auch in den Erhalt der Gasinfrastruktur investieren. Fossile Lock-in-Effekte bei Endkunden dürfen jedoch die Transformation der Gasnetze nicht behindern. Zusätzliche Anreize für den Einsatz knappen Biomethans in der Wärmeversorgung oder für neue Biomethananschlüsse erhöhen die Systemkosten eher, als sie zu senken.

Gleichzeitig gilt, dass die Wärmewende in verdichteten Räumen nur gelingen wird, wenn Wärmenetze wirtschaftlich darstellbar sind.

Insoweit kommt es jetzt darauf an, **neben dem GModG** einen verlässlichen Rahmen zu schaffen, der die Elektrifizierung anreizt.

- 1. CO₂-Bepreisung über den ETS 2:** Der zentrale Anreiz zur Dekarbonisierung bleibt die CO₂-Bepreisung im Rahmen des ETS 2, die fossile Energieträger verteuert und dadurch klimafreundliche Technologien wie Wärmepumpen und Fernwärme wirtschaftlich attraktiver macht.
- 2. Niedrige Stromsteuer:** Eine auf das europäische Minimum abgesenkte Stromsteuer „für alle“ senkt die Betriebskosten strombasierter Heizlösungen und verbessert so gezielt deren Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Alternativen.
- 3. Grüngasquote (GGQ):** Eine GGQ im Gebäudesektor wirkt auf den ersten Blick plausibel, lenkt aber knappe Moleküle – insbesondere Biomethan – in einen Sektor, der sich in der Breite effizient elektrifizieren lässt. Das erhöht Kosten- und Verteilungsrisiken, schafft Lock-in-Anreize für gasförmige Infrastrukturen und schwächt die Transformation dort, wo grüne Gase und Kohlenstoffquellen tatsächlich unverzichtbar sind, beispielsweise in speziellen industriellen Anwendungen. Zusätzlich kann eine GGQ systemische Nebenwirkungen auslösen:

steigende Netzentgelte durch hohe Einspeiseinfrastrukturkosten bei sinkender Anschlusszahl, sowie Risiken für das Stromnetz durch den Wegfall steuerbarer Biogas-Verstromung.

4. **Kohärenz zwischen GModG und Wärmeplanungsgesetz sicherstellen:** Technologieoffenheit im GModG darf nicht dazu führen, dass zentrale Infrastrukturentscheidungen unterlaufen werden. Umso wichtiger wird es, dass die hier skizzierten, begleitenden Instrumente das GModG effektiv flankieren, um entsprechende Anreize zu setzen.
5. **Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG):** Die Förderung bildet aufgrund der hohen Investitionskosten einen wichtigen Baustein der Wärmewende und **muss Verlässlichkeit bieten**. Mittelfristig sollte sie zudem eine Lenkungswirkung entfalten.¹ Gleichzeitig muss klar sein, dass dauerhafte Subventionen kein tragfähiges Leitmodell für die Elektrifizierung sein können: Wenn die Elektrifizierung im Wärmemarkt dauerhaft tragen soll, muss fossile Wärme über einen verlässlichen CO₂-Preispfad teurer werden – während Strom gleichzeitig strukturell entlastet wird.
6. **Wärmenetzregulierung und Förderrahmen:** Die Wärmewende in verdichteten Räumen wird nur gelingen, wenn Wärmenetze wirtschaftlich darstellbar sind. Voraussetzung dafür ist einerseits der regulatorische Rahmen – insbesondere die Novellierung der AVBFernwärmeV sowie WärmeLV. Andererseits braucht es verlässliche Förderprogramme und -strukturen: Dazu zählt insbesondere die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), die weiter aufgestockt werden muss, sowie die Weiterführung der KWK-Förderung im zu novellierenden Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).
7. **Umsetzung des EU-Gasbinnenmarktpakets im EnWG:** Die verbindliche, bilanzielle Beimischung grüner Gase über die Biotreppe ab dem Jahr 2029 kann ein wirkmächtiger Lenkungs- und Dekarbonisierungsmechanismus werden, weil er perspektivisch zu aufwachsenden, erheblichen Mehrkosten im Unterhalt von Gasthermen führt. Ein wesentliches Ziel der EnWG-Novelle ist, über sogenannte Verteilernetzentwicklungspläne, die perspektivische Stilllegung weiter Teile des Gasverteilernetzes zu ermöglichen. Der politische Wunsch, grüne Gase für die Biotreppe verfügbar(er) zu machen, darf diese Möglichkeit nicht torpedieren. Netzanschlüsse für Biomethanalanlagen dürfen die Transformation nicht behindern. Zusätzliche Anreize für die Methanisierung durch das GModG verschlechtern den Business Case von Biogasanlagen als grundlastfähige und flexible Stromerzeugungskapazitäten im Stromnetz relativ gegenüber der Methanisierung. Aber genau diese somit potenziell benachteiligte Nutzungsart bietet in einem zukünftigen volatilen, strombasierten Energiesystem wesentliche Vorteile.

Zum Kabinettsentwurf des Gebäudemodernisierungsgesetzes vom 13. Mai 2026

Artikel 1: Änderung des Gebäudeenergiegesetzes und Umbenennung in Gebäudemodernisierungsgesetz

EU & Verfassungsrecht verpflichten zu Klimaschutz: Potenzielle Nachschärfungen spezifisch im Gebäudesektor werden auf das Jahr 2030 verschoben, obwohl bereits heute Zielverfehlungen bestehen. Seit 2024 werden im

¹ Zum Beispiel durch die eingeschränkte Förderung für WP in Wärmenetzgebieten.

Gebäudesektor sowohl die nationalen Emissionsbudgets nach dem Klimaschutzgesetz (KSG) als auch die europäischen Vorgaben der Effort Sharing Regulation (ESR) verfehlt. Nach aktueller Einschätzung des Expertenrats für Klimafragen ist zudem davon auszugehen, dass ohne zusätzliche Maßnahmen weder das Zwischenziel 2030 noch die weiteren Ziele 2040, 2045 und 2050 erreicht werden. Verstärkt wird dieser Nachsteuerungsdruck durch das Urteil des Bundesverwaltungsgerichtes zum Klimaschutzprogramm (KSP) 2023 sowie die Einordnung des KSP 2026 durch den Expertenrat für Klimafragen als unzureichend. Damit besteht bereits heute eine fortdauernde regulatorische Unsicherheitslage, die durch das Risiko kurzfristiger regulatorischer Nachsteuerungen geprägt ist und unmittelbare Auswirkungen auf Investitions- und Planungsentscheidungen hat.

Zugleich begegnen einzelne Regelungsbereiche des Entwurfs verfassungs- und europarechtlichen Bedenken. Dies betrifft insbesondere die ersatzlose Streichung des § 72 GEG sowie den unvollständig ausgestalteten (bilanziellen) Reduktionspfad für fossiles Erdgas, der sogenannten Biotreppe.

Das GModG muss **jetzt** einen klaren und verlässlichen Ordnungsrahmen schaffen, der kurzfristige Nachsteuerungen vermeidet.

Zur Rolle von Biogas/Biomethan: Politische Rahmenbedingungen sollten die Knappheit nachhaltiger und umweltverträglicher Biomasse realistisch abbilden, statt implizit von Überverfügbarkeit auszugehen. Absehbar ist, dass das inländische Potenzial für Biomethan den erwartbaren Bedarf nicht decken kann – insbesondere bei der Kombination von Biotreppe und Grüngasquote –, Importe aus dem europäischen Ausland werden auf dem Markt umkämpft sein. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht braucht Biomasse deshalb eine klare Nutzungshierarchie. Gerade die Chemie- und Grundstoffindustrie benötigt langfristig nachhaltige Kohlenstoffquellen, um fossile Rohstoffe zu ersetzen und wettbewerbsfähig zu bleiben.

Zu beachten ist, dass Biomethanmengen bereits langfristig für andere Anwendungsfelder gebunden sind, etwa für die Verstromung, den Einsatz in KWK-Anlagen für die Nah-

und Fernwärme sowie zur Erfüllung der THG-Quoten im Verkehrssektor. Das frei verfügbare Biomethan für den Einsatz in individuellen Brennkesseln ist daher begrenzt. Eine Ausweitung dieses Einsatzbereichs würde die Nutzungskonkurrenz zwischen den Anwendungsfeldern verschärfen und birgt das Potenzial steigender Biomethanpreise über alle Anwendungsbereiche hinweg.

Vor diesem Hintergrund sind auch die **Anforderungen an Biomethan** zu bewerten, die im GModG-E in den **§§ 3 und 22** definiert werden: Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass § 22 GModG-E konsistent die Anforderungen des GEG an das einsetzbare Biomethan übernimmt. Allerdings werden durch die neu eingeführte Biomassedefinition in § 3 Abs. 3 und 4 GModG-E zusätzliche Anforderungen an das einsetzbare Biomethan eingeführt. Insbesondere wird ein dynamischer Verweis auf die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) in Abs. 3, S. 2 b) und Abs. 4 S. 2 b) geschaffen, der dazu führen kann, dass eine Novelle eben dieser Verordnung signifikante Biomethan Mengen vom Anwendungsbereich des GModG ausschließt und somit das Angebot weiter verknappt. Etwaige Nachhaltigkeitsanforderungen sollten entsprechend unmittelbar innerhalb des GModG oder durch statischen Verweis geregelt werden.

Darüber hinaus ermöglicht die aktuelle Regelung, dass ausländische Biomethan Mengen, die bereits im Ausland eine Förderung erhalten haben und dementsprechend auf die CO₂ Minderung des Produktionslandes angerechnet wurden, unter dem GModG eingesetzt werden können. Dies stellt eine ungerechtfertigte Benachteiligung im Inland produzierter Biomethanmengen dar.

§ 9a GModG-E, Evaluationsklausel: Die Regelungen des GModG-E müssen sich daran messen lassen, ob sie einen hinreichenden Beitrag zur Erreichung der klimapolitischen Ziele leisten. Kontroll- und Nachbesserungsmechanismen sind hierfür grundsätzlich notwendig. § 9a GModG-E erfüllt diese Funktion jedoch nur eingeschränkt. Die Vorschrift sieht zwar eine Evaluation im Jahr 2030 sowie die Vorlage eines Vorschlags zur Weiterentwicklung der Klimaschutzmaßnahmen im Gebäudesektor vor. Sie

begründet jedoch weder eine Pflicht zur Umsetzung zusätzlicher Minderungsmaßnahmen noch einen verbindlichen Nachsteuerungsmechanismus.

Ihr eigenständiger Regelungsgehalt gegenüber dem bestehenden KSG-Regime ist begrenzt: Die Erreichung der Klimaziele wird bereits nach § 5a KSG fortlaufend anhand jährlicher Projektionsdaten überprüft; bei wiederholter Zielverfehlung greifen die Nachsteuerungspflichten des § 8 KSG. Trägt der Gebäudesektor zu den prognostizierten Zielverfehlungen bei, kann das zuständige Ressort bereits vor 2030 zur Vorlage von Maßnahmenvorschlägen verpflichtet sein. Für den Zeitraum 2031 bis 2040 sieht § 8 Abs. 4 i. V. m. Abs. 2 KSG ab dem Jahr 2030 zudem einen verbindlicheren Mechanismus vor: Bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen muss die Bundesregierung Maßnahmen beschließen.

Über das bestehende KSG-Regime hinaus beschränkt sich § 9a GModG-E damit im Wesentlichen auf eine ministerielle, gebäudesektorspezifische Evaluation einzelner Regelungsteile des GModG-E im Jahr 2030 sowie eine daran anschließende Vorschlagspflicht. Eine zusätzliche materielle Absicherung der Klimaziele schafft die Vorschrift nicht. Vielmehr droht sie Scheinsicherheit zu erzeugen, weil sie den Eindruck eines eigenständigen Korrekturmechanismus vermittelt, obwohl die verbindlichen Nachsteuerungspflichten bereits aus dem KSG folgen und bei entsprechenden Projektionsdaten deutlich vor 2030 greifen können. Rechtlich werden diese Pflichten durch § 9a GModG-E nicht verschoben; politisch-regulatorisch setzt die Norm jedoch einen falschen Akzent, weil sie auf eine Evaluation im Jahr 2030 verweist, obwohl der Nachbesserungsbedarf im Gebäudesektor bereits heute besteht. Eine spätere Evaluation kann die Absenkung des Ambitionsniveaus nicht auffangen. Wenn der Entwurf bestehende gesetzliche Anforderungen abschwächt, muss er bereits heute erkennen lassen, durch welche verbindlichen Vorgaben die Einhaltung der Klimaziele im Gebäudesektor dennoch sichergestellt werden soll.

§ 42 GModG-E: „Grundsatz“: Komplexe Übergangs- und Fristenregelungen sind entfallen, wodurch den

Gebäudeeigentümern das Verständnis des Gesetzes erleichtert werden dürfte.

Wichtig ist jedoch, dass die Neuregelung die zukünftige Verteilernetzentwicklungsplanung nach den §§ 16b ff. EnWG-E der Gasnetzbetreiber nicht behindert. Im Falle einer kurz- oder mittelfristigen Außerbetriebnahme von Teilen des Gasnetzes kann eine wirtschaftliche Nutzungsdauer der Gasheizung ggf. nicht erreicht werden. Der Gasnetzbetreiber kann und darf von den Regelungen in den §§ 42 ff. GModG-E in seiner Planung nicht beeinflusst werden.

§ 42 Abs. 2 Nr. 9 GModG-E: „andere innovative Heizungs-lösung“: Als weitere Option für den Ersatz einer Heizungsanlage wird in Nr. 9 „eine andere innovative Heizungs-lösung“ genannt, ohne dass diese im Gesetz oder in der Begründung näher konkretisiert wird. Die Vorschrift sollte daher dahingehend präzisiert werden, dass für solche innovativen Heizungs-lösungen die in § 43 GModG-E vorgesehenen Anteile erneuerbarer Energien entsprechend den Biomasseanteilen gelten oder zumindest eine gleichwertige CO₂-Minderungswirkung sichergestellt wird.

§ 43 GModG-E: „Einbau einer Heizungsanlage, die mit Gas, Heizöl oder Flüssiggas beschickt wird“
Die Biotreppe ermöglicht Gebäudeeigentümern mehr Flexibilität bei der Transformation und wird dazu beitragen, die Emissionen von neu installierten Gasthermen zu senken. Im Sinne einer kosteneffizienten und bezahlbaren Wärmewende ist sie aber kein geeignetes Instrument für eine dauerhafte und nachhaltige Wärmeversorgung.

Insoweit ist die Biotreppe als eine pragmatische Brücke zu verstehen, welche die Akzeptanz und Umsetzbarkeit der Wärmewende verbessern kann.

Die vorgesehene Ausgestaltung der Biogastreppe (15 % Biomethan/Biogas ab 2030, 30 % ab 2035 und 60 % ab 2040) bleibt jedoch deutlich hinter den Dekarbonisierungsvorgaben für Wärmenetze zurück. Nach dem WPG müssen Wärmenetze bereits ab 2030 mindestens 30 % erneuerbare Energien oder unvermeidbare Abwärme nutzen und ab 2040 einen Anteil von 80 % erreichen. Um

Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden und ein technologieübergreifend ausgewogenes Level Playing Field sicherzustellen, sollte die Biogastreppe stärker an die Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes orientiert werden.

Der aktuelle Entwurf des GModG **regelt nicht ausdrücklich, wie mit Gasheizungen umzugehen ist, die bislang unter die „Biotreppe“ des GEG fielen** – also Anlagen, die nach 2023 und vor Inkrafttreten des GModG eingebaut wurden bzw. werden. § 43 GModG-E knüpft seinem Wortlaut nach an den Einbau einer Heizungsanlage nach Inkrafttreten des GModG an. In den FAQ zu den Eckpunkten war hingegen noch vorgesehen, dass auch diese Anlagen der neuen Biotreppe unterliegen sollen. Ohne eine ausdrückliche gesetzliche Regelung für diesen Übergangszeitraum ist jedenfalls nicht gesichert, dass die bisherigen Betriebspflichten der Biotreppe für diese Anlagen fortgelten. Denn auch bei Beibehaltung des § 111 GEG/GModG-E ist fraglich, ob der Regelungsgehalt der allgemeinen Übergangsvorschrift über die Zulässigkeit des Einbaus hinaus auch künftig greifende Betriebspflichten umfasst, die nach damaliger Rechtslage bereits angelegt waren. Damit besteht das Risiko, dass seit 2024 eingebaute Gasheizungen künftig keiner Biotreppe mehr unterliegen. Dies schafft vermeidbare Rechts- und Vollzugsunsicherheit. Erforderlich ist daher eine einheitliche, gesetzlich klar geregelte Biotreppe für alle seit 2024 eingebauten Gasheizungen. Das wäre sachgerecht und angemessen,

Artikel 2: Änderung des Gebäudemodernisierungsgesetzes

§ 3 GModG-E: Begriffsbestimmungen Absatz 1 Nr. 9, Gebäudenetz: Der Referentenentwurf zum GModG übernimmt die Gebäudenetz-Definition in § 3 Nummer 9 weitgehend unverändert („überwiegende Versorgung von mindestens zwei und bis zu 16 Gebäuden und bis zu 100 Wohneinheiten“). Die Ersetzung von „ausschließlich“ durch „überwiegend“ löst die strukturellen Abgrenzungsprobleme kleiner Quartiersnetze jedoch nicht. Der Referentenentwurf zum WPG vom 28.04.2026 verweist in § 3 Nummer 17 ausdrücklich auf diese Definition und setzt damit praxistaugliche Kriterien voraus, die der vorliegende Entwurf nicht enthält.

weil die Investitionsentscheidung in diesen Fällen typischerweise bereits unter Berücksichtigung der bisherigen Biotreppe getroffen wurde. Dies sollte im Gesetz ausdrücklich klargestellt werden. Darüber hinaus sollte bereits heute ein verlässlicher, transparenter gesetzlicher Rahmen für das Auslaufen des fossilen Betriebs von Gasheizungen spätestens bis 2045 geschaffen werden, um einen mit den Klimazielen kompatiblen Transformationspfad und dadurch Rechts-, Investitions- und Planungssicherheit zu gewährleisten.

§ 72 Abs. 4 -GEG, Betriebsverbot für fossile Brennstoffe ab 2045: E.ON spricht sich dafür aus, § 72 Abs. 4 GEG nicht zu streichen, sondern in das GModG zu überführen. Ein verbindliches Enddatum schafft Planungssicherheit, setzt eine klare Pfadbindung und verhindert, dass fossile Heizsysteme über 2045 hinaus weiter geplant werden. Das ist entscheidend für die Finanzierbarkeit von Wärmenetzen. Eine ersatzlose Streichung des § 72 Abs. 4 GEG birgt demgegenüber erhebliche verfassungs- und europarechtliche Risiken, da sie keinen verlässlichen Transformationspfad zur Erreichung der nationalen Klimaneutralität bis 2045 und der unionsrechtlichen EPBD-Zielvorgaben für einen emissionsfreien Gebäudebestand bis 2050 sicherstellt. Dies erhöht das Risiko späterer regulatorischer Nachsteuerungen und erschwert Investitions- und Planungsentscheidungen erheblich.

So fällt bereits eine Reihenhaussiedlung mit 17 Einheiten weiterhin aus dem Gebäudenetzregime heraus und unterliegt den Anforderungen des WPG für große Fernwärmenetze. Bundesweit dürften hiervon rund 3.000 bis 4.000 Netze betroffen sein.

§ 3 Absatz 1 Nummer 9 GModG sollte daher um praxisnahe, alternativ anwendbare Kriterien ergänzt werden, die jeweils über eine „oder“-Verknüpfung die Einordnung als Gebäudenetz ermöglichen, z. B. eine maximale Netzlänge von einem Kilometer, eine alternative Anknüpfung an Gebäude- oder Wohneinheitenzahl, ein einheitliches

Vertragsverhältnis oder maximal vier nicht-kaskadierte Erzeuger in einer Energiezentrale.

§ 22 Abs. 4 Wechsel zu Carnot-Methode: Der Referentenentwurf zum GModG sieht in § 22 Absatz 4 eine Umstellung der Primärenergiefaktor-Berechnung für Fernwärme auf die sogenannte Carnot-Methode gemäß DIN EN 15316-4-5 vor. Damit soll das bisherige Gutschriftenverfahren abgelöst werden, das insbesondere bei KWK-Anlagen zu teils stark strompreisabhängigen Ergebnissen geführt hat.

Die vorgesehene Umstellung ist grundsätzlich sinnvoll, da sie die energetische Bewertung von Fernwärme systematischer, transparenter und technologieoffener ausgestaltet. Gleichzeitig verbessert die Orientierung an der europäischen Normung die Vergleichbarkeit verschiedener Wärmenetze und setzt stärkere Anreize für effiziente, erneuerbare und niedrigtemperaturbasierte Wärmesysteme.

Gleichwohl ist darauf hinzuweisen, dass die Anwendung der Carnot-Methode bei vielen bestehenden Fernwärmenetzen zu höheren beziehungsweise schlechteren Primärenergiefaktoren führen kann. Insbesondere klassische KWK-basierte Netze können hierdurch wirtschaftlich benachteiligt werden. Dies kann Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen, Kundenakzeptanz und laufende Transformationsprozesse haben.

Vor diesem Hintergrund sind angemessene Übergangsfristen erforderlich, um wirtschaftliche Brüche zu vermeiden und den betroffenen Wärmenetzbetreibern ausreichend Zeit für die technische und wirtschaftliche Anpassung ihrer Systeme zu geben.

§ 22 Abs. 5 Pauschalfaktor-Option: Der Referentenentwurf zum GModG stellt die Bewertung von Fernwärme bei den Primärenergiefaktoren neu auf. Künftig gilt grundsätzlich ein einheitlicher Pauschalfaktor von 0,7 aus Anlage 4 des GEG. Dieser kann abhängig vom Anteil erneuerbarer Energien oder Abwärme im Wärmenetz um 0,002 je Prozentpunkt reduziert werden. Bei einem Anteil von 100 % erneuerbarer Energien oder Abwärme kann der Primärenergiefaktor somit auf 0,5 sinken. Alternativ kann ein

Fernwärmenetzbetreiber weiterhin einen individuellen Primärenergiefaktor verwenden, dieser muss künftig jedoch nach der Carnot-Methode gemäß DIN EN 15316-4-5 berechnet werden.

Damit soll die Bewertung von Fernwärme vereinheitlicht, transparenter und stärker an europäische Standards angepasst werden. Dies begrüßen wir grundsätzlich.

Gleichzeitig möchten wir darauf hinweisen, dass der indirekt vorgegebene Mindestwert von 0,5 Fernwärmenetze im Vergleich zu dezentralen Wärmepumpen benachteiligen kann. Bereits eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3 erreicht bei einem Strom-Primärenergiefaktor von 1,5 rechnerisch ebenfalls einen Primärenergiefaktor von 0,5. Eine JAZ von 3 gilt heute jedoch eher als Untergrenze eines wirtschaftlichen Betriebs. Moderne Wärmepumpensysteme erreichen zunehmend Werte von 3,5 bis 4,5, insbesondere bei optimierten dezentralen Anwendungen etwa mit Fußbodenheizung, PV-Einbindung oder dezentraler Warmwasserbereitung.

Um Wettbewerbsverzerrungen zwischen Wärmenetzen und dezentralen Wärmepumpen zu vermeiden, sollte geprüft werden, ob der indirekt vorgegebene Mindest-Primärenergiefaktor von 0,5 für vollständig erneuerbare Wärmenetze dynamisch an die Entwicklung effizienter Wärmepumpensysteme angepasst werden kann. Andernfalls besteht das Risiko, dass selbst vollständig erneuerbare Wärmenetze gegenüber dezentralen Lösungen rechnerisch benachteiligt werden.

§ 106 Solarenergie in Gebäuden: Die Neuregelung setzt die entsprechende Anforderung der EPBD 1:1 um, die im Zuge des REPowerEU-Pakets in den Novellierungsprozess der Richtlinie eingeflossen ist. Solarenergie ist schon heute der Standard bei Neubauten, insofern ist die Umsetzung folgerichtig. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Zahl bundesweit divergierender Regelungen, die zu einem regulatorischen Flickenteppich führen, begrüßt E.ON ausdrücklich die mit § 106 vorgenommene Vereinheitlichung der Ausstattungsstandards auf Bundesebene.

Artikel 5: Änderung des Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes

Das Vorhaben zur Anpassung des CO₂KostAufG ist richtig und wird ausdrücklich begrüßt. Es setzt im Zusammenspiel mit dem GModG-E ein klares Signal für fairere Kostenverteilung im Mietwohnungsmarkt: Bei neu eingebauten fossilen Heizungen werden Vermieter künftig obligatorisch an zentralen Nebenkostenbestandteilen beteiligt – insbesondere an CO₂-Kosten, Netzentgelten und Biogasmehrkosten; vorgesehen ist eine hälftige Teilung. Damit werden Mieterinnen und Mieter vor einseitiger Kostenabwälzung geschützt, während gleichzeitig die ökonomische Logik von Heizentscheidungen stärker in Richtung effizienter und zukunftssicherer Lösungen verschoben wird.

§ 3 CO₂KostAufG - Informationspflicht bei der Lieferung von Brennstoffen oder Wärme: Grundsätzlich muss sichergestellt sein, dass eine einfache unbürokratische Umsetzung der Informationspflicht, ohne Wettbewerbsverzerrung, bei der Lieferung von Brennstoffen oder Wärme möglich ist. Für die Bestimmung des relevanten Preisbestandteils bedarf es darüber hinaus einer bundeseinheitlichen und rechtssicheren Methodik. Ein sachgerechter und zugleich administrativ schlanker Ansatz wäre die Festlegung eines einheitlichen Jahresdurchschnittspreises für Biobrennstoffe und andere grüne Gase. Dieser könnte – analog zur Systematik der CO₂-Bepreisung – durch das Umweltbundesamt ermittelt und jährlich zum Jahresende als verbindliche Grundlage für Abrechnung und Kostenaufteilung im Folgejahr veröffentlicht werden.

Darüber hinaus ist darauf zu achten, dass die bestehenden Informationspflichten bei Gas-Netzentgelten und CO₂-

Kosten unangetastet bleiben. Vertriebe sind zudem nicht für die Auswahl der richtigen Produkte durch die Endkunden verantwortlich.

Emissionsfaktoren in § 3 CO₂KostAufG und Anlage 9 GEG angleichen: Wärmenetzbetreiber sind derzeit verpflichtet, den Emissionsfaktor ihrer Wärmelieferung nach unterschiedlichen Aufteilungsmethoden zu ermitteln und ihren Kunden bereitzustellen.

Für Nachweise nach dem aktuellem Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird die Stromgutschriftmethode gemäß AGFW FW 309-1 angewendet, während das Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetz (CO₂KostAufG) für die Ermittlung der CO₂-Kosten die Referenzwirkungsgrad- bzw. „Finnische Methode“ vorschreibt. Darüber hinaus kommen im technischen Regelwerk AGFW FW 309-6 weitere Allokationsansätze wie die Arbeitswert- und Carnot-Methode zum Einsatz. Die daraus resultierenden unterschiedlichen Emissionsfaktoren für dieselbe Wärmelieferung führen zu Unsicherheiten und erschweren eine einheitliche Kommunikation gegenüber Endkundinnen und Endkunden.

Daher sollte die Berechnungssystematik für Emissions- und Allokationsfaktoren über die einschlägigen Regelwerke hinweg harmonisiert werden. Im Einklang mit der im GModG vorgesehenen Umstellung auf die Carnot-Methode sollte diese zudem auch im CO₂KostAufG als einheitliche Allokationsmethodik verankert werden.

Artikel 6: Änderung des Bürgerlichen Gesetzbuches

Mit Artikel 6 werden die Verweise des GModG auf die einschlägigen BGB-Regelungen zu modernisierungsbedingten Mieterhöhungen aktualisiert. Diese Anpassung sollte genutzt werden, um zugleich § 556c BGB und die Wärmelieferverordnung (WärmeLV) zu modernisieren: Die bislang angelegte, rückwärtsgewandte Kostenneutralitäts- bzw. Vergangenheitslogik ist nicht mehr zeitgemäß und

wirkt derzeit als zentrales strukturelles Hemmnis für den Ausbau klimaneutraler Wärmenetze.

Erforderlich ist ein zukunftsorientierter Vergleichsmaßstab, der nicht isoliert auf Betriebskosten abstellt, sondern die Gesamtmiete in den Blick nimmt (Summe aus Kaltmiete und Neben-/Betriebskosten) – und zwar zwischen den klimafreundlichen Erfüllungsoptionen des künftigen

GModG. Nur so lässt sich ein Wettbewerbsgleichgewicht zwischen den verschiedenen klimaneutralen Heizungsoptionen herstellen, ohne den Mieterschutz zu schwächen.

Konkret sollte bei Bestandsgebäuden eine maßvolle Erhöhung der Gesamtmiete ermöglicht werden, zugleich aber ein Umlagedeckel für die Summe aus Kaltmietenerhöhung und Betriebskostenerhöhung vorgesehen werden. In Anlehnung an die bestehende Logik der

Heizungsmodernisierung (z. B. Kappung über einen festen Betrag pro Quadratmeter und Monat) sollte zudem eine vergleichbare Option auch für die gewerbliche Wärmelieferung geschaffen werden. Entscheidend ist: Die Gesamtmietenbetrachtung muss im Wortlaut des § 556c BGB verankert werden, damit die WärmeLV synchron zum GModG angepasst und Wärmelieferung sachgerecht in die Modernisierungslogik integriert werden kann.

Artikel 7: Änderung des Gebäudeelektromobilitätsinfrastrukturgesetz

Aus Sicht von E.ON schafft der neue GEIG-Entwurf eine überzeugende Basis für einen praxistauglichen und zügigen Hochlauf der Elektromobilität in Deutschland. Eine Lücke besteht noch bei Mehrfamilienhäusern im Bestand. Die Fraunhofer-ISI-Analyse (im Auftrag von T&E) beziffert rund 5,9 Mio. private Stellplätze an Mehrparteienhäusern im Bestand. Bei ca. 1 % Renovierungsrate würden in fünf Jahren nur rund 0,3 Mio. Stellplätze überhaupt durch Sanierung erfasst, während rund 5,6 Mio. Stellplätze unberührt blieben. E.ON plädiert daher für einen eigenständigen Bestandspfad, der nicht auf Vollausbau zielt, sondern die Grundinstallation priorisiert (Mess-/Verteilinfrastruktur,

Lastmanagement, Kabelwege) und damit die zentrale Einstiegshürde im MFH-Bestand senkt.

Die in § 10 Absatz (4) vorgesehene Option zur Flexibilisierung ist zu begrüßen. Jedoch bietet der ursprünglich im Referentenentwurf enthaltene Umrechnungswert aus dem Produkt der Anzahl der öffentlich zugänglichen Stellplätze und einer Ladeleistung von 2,2 kW eine geeignetere Flexibilisierung als die nun gewählten 1,1 kW. Zudem sollte für sehr großen Parkanlagen >1.000 Stellplätze eine Kappungsgrenze in Betracht gezogen werden nach französischem Vorbild.

Oskar Obarowski
Political Affairs Manager

+ 49 152 0268 1591
oskar.obarowski@eon.com

it's ON US

to make new energy work.



eon.com



eon.brussels@eon.com

e.on