

Weniger Klimaschutz, höhere Kosten, größere Unsicherheit: Bewertung der Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz

Berlin, 12.03.2026

Im Auftrag von Greenpeace e.V.

Autorinnen und Autoren

Sibylle Braungardt
Malte Bei der Wieden

Öko-Institut Consult GmbH

info@oeko-consult.de
oeko-consult.de

Büro Freiburg

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Was verändert sich durch die Eckpunkte?	3
3	Klimawirkung: Vergrößert sich die Ziellücke?	5
4	Was sind kritische Aspekte von erneuerbaren Brennstoffen?	6
5	Auswirkungen auf Heizkosten in Haushalten	8
5.1	Haushalte im Wohneigentum	9
5.2	Mietende	10
6	Kosten für Staat und Allgemeinheit	12
6.1	Zusätzliche Zahlungen im Rahmen der Effort Sharing Regulation (ESR)	12
6.2	Zusätzliche Kosten für Klimaschäden	13
7	Fazit: Worauf kommt es jetzt an?	14

1 Einleitung

Die veröffentlichten Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG)¹ verändern die klimapolitische Steuerung im Gebäudesektor grundlegend. Verbindliche Vorgaben für neue Heizungen und langfristige Ausstiegsregelungen für fossile Systeme werden aufgegeben. Stattdessen müssen neue Heizung laut der Eckpunkte zu einem aufwachsenden Anteil mit klimafreundlicheren Brennstoffen betrieben werden („Bio-Treppe“) und es wird eine marktbezogene Quotenverpflichtungen („Grüngas- bzw. Grünheizöl-Quote“) eingeführt.

Entscheidend ist dabei die konkrete Ausgestaltung zweier Stellschrauben: das Ambitionsniveau und der zeitliche Verlauf der Bio-Treppe sowie die Regelungen zum Mieterschutz. Sie bestimmen, wie sich die Treibhausgasemissionen entwickeln und welche Auswirkungen und Kosten sich für Gebäudeeigentümer*innen, Mieter*innen und die Allgemeinheit ergeben.

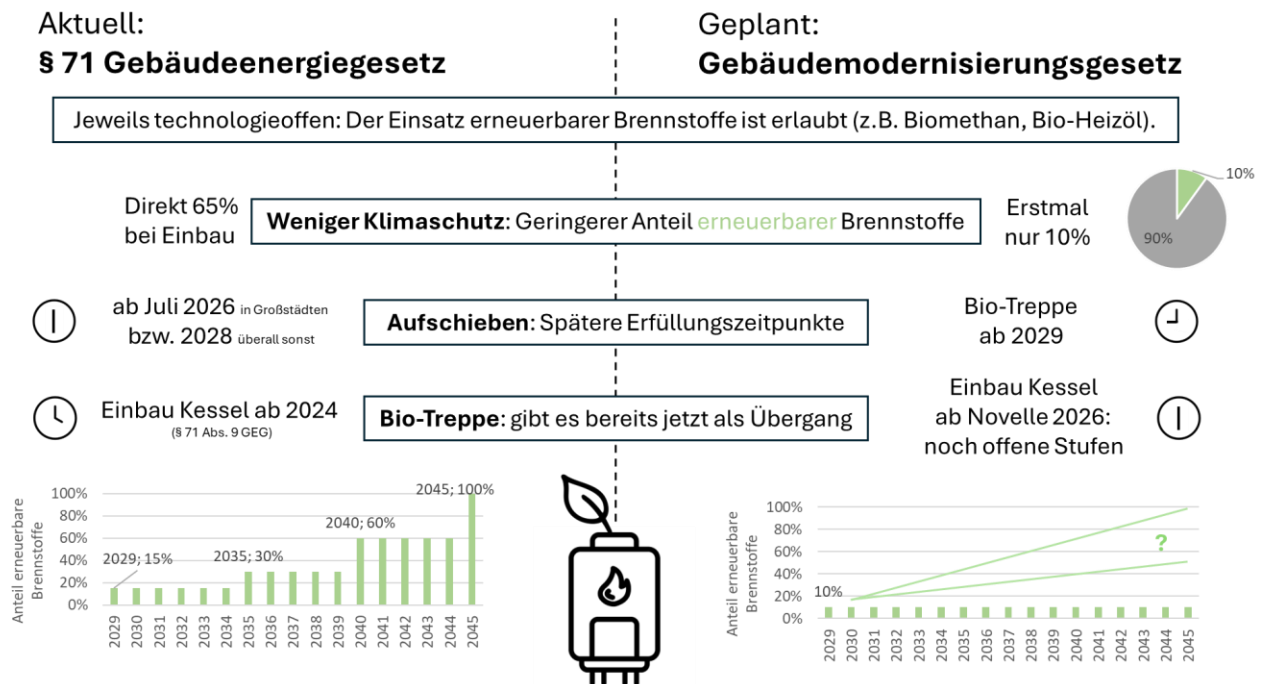
Im Zentrum dieser Studie steht daher die Frage, welche sozialen und gesamtgesellschaftlichen Kosten mit den Eckpunkten verbunden sind.

2 Was verändert sich durch die Eckpunkte?

Abbildung 1 veranschaulicht die Änderungen. Bereits im aktuellen Gebäudeenergiegesetz ist der Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen beim Einbau von Gas- und Heizölkesseln erlaubt, d.h. es ist bereits technologieoffen. Der Haupteffekt der Eckpunkte zum Gebäudemodernisierungsgesetz ist somit eine Abschwächung der Klimaschutz-Wirkung. Zum einen wird der Anteil erneuerbarer Brennstoffe signifikant abgesenkt: Anstelle von 65% ab Einbau gelten nur noch 10%. Die genauen Stufen der Bio-Treppe werden noch festgelegt. Zum anderen werden Zeitpunkte nach hinten verschoben: Statt ab Juli 2026 in Großstädten und ab Juli 2028 überall sonst gelten die Anforderungen der Bio-Treppe nun erst ab 2029. Bereits im aktuellen Gebäudeenergiegesetz gibt es eine Bio-Treppe für Gas- und Heizölkessel, die zwischen Januar 2024 und Juli 2026 bzw. 2028 (Vorliegen einer Wärmeplanung) eingebaut wurden bzw. werden. Die bestehende Bio-Treppe beginnt mit 15% höher als die neue mit 10% (§ 71 GEG Abs. 9).

¹ CDU/CSU und SPD (24.02.2026): Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz. https://www.cducsu.de/sites/default/files/2026-02/cdu-csu-spd_eckpunkte-gebaudemodernisierungsgesetz.pdf.

Abbildung 1: Abschwächung des Klimaschutz-Ambitionsniveaus in Bezug auf Zeitpunkte und erneuerbaren Anteil



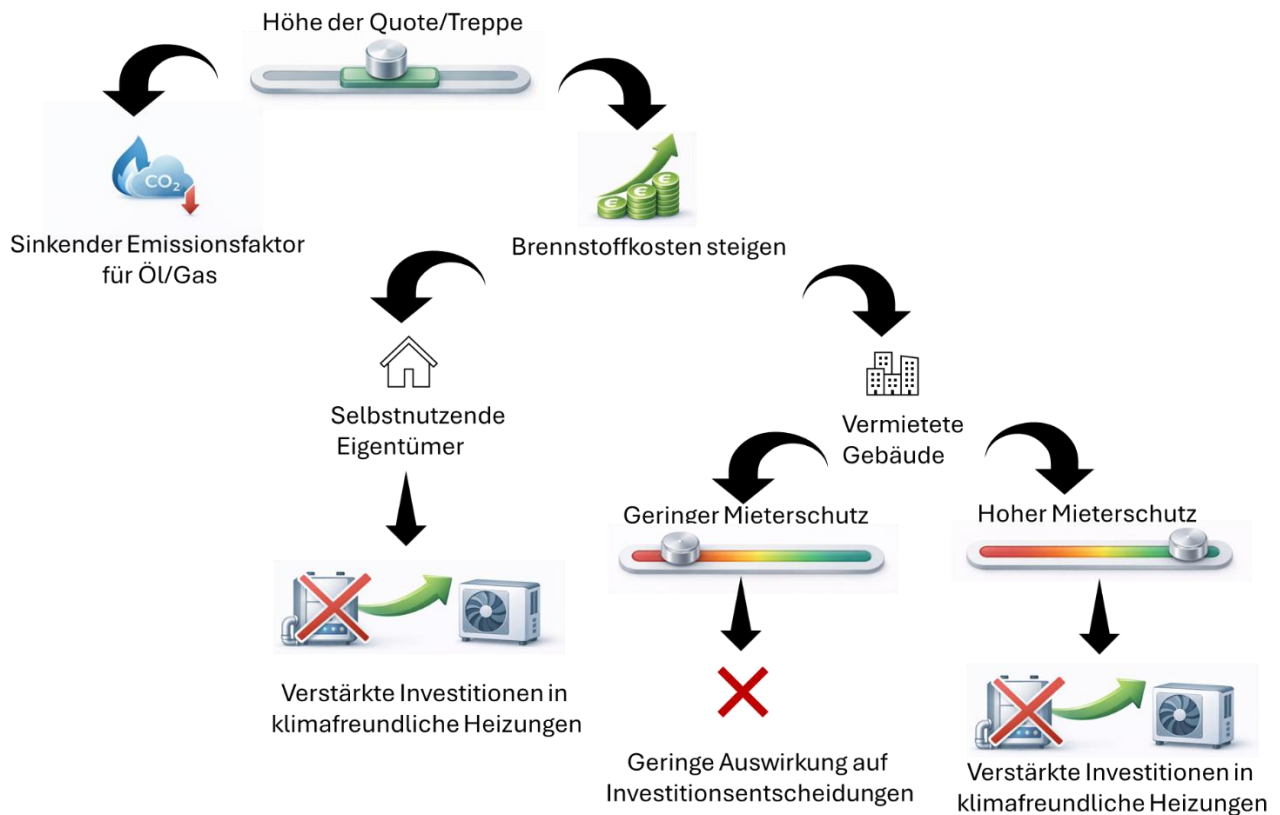
Quelle: Öko-Institut

Bislang gelten im Gebäudeenergiegesetz (GEG) nach § 71 klare Anforderungen für den Einbau neuer Heizungen: Wer eine neue Anlage installiert, muss einen bestimmten Anteil erneuerbarer Energien einbinden. Zudem ist nach § 72 im GEG aktuell noch vorgesehen, dass die Nutzung fossiler Brennstoffe ein Enddatum hat. Damit wurde direkt am Investitionszeitpunkt angesetzt – also in dem Moment, in dem langfristige Entscheidungen getroffen werden.

Die Eckpunkte verzichten auf solche verbindlichen Vorgaben für neue Heizungen. Stattdessen sollen steigende Anteile erneuerbarer Gase im bestehenden Gasnetz die Emissionen schrittweise senken. Dies geschieht über zwei Instrumente: Gebäudeeigentümer*innen sollen im Zeitverlauf einen wachsenden Anteil erneuerbarer Gase nutzen („Bio-Treppe“), und Gas- und Öllieferanten müssen einen steigenden Anteil erneuerbarer Brennstoffe in ihrem Gesamtabsatz nachweisen („Grüngas- bzw. Grünheizöl-Quote“).

Für Gebäudeeigentümer*innen bedeutet das: Gas- und Ölheizungen bleiben grundsätzlich weiterhin zulässig. Die Dekarbonisierung soll nicht mehr primär über Anforderungen beim Einbau neuer Anlagen erfolgen, sondern über eine allmähliche Veränderung der Brennstoffe im laufenden Betrieb. Ob und wie stark sich dadurch Investitionsentscheidungen verändern, hängt maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung der Bio-Treppe und der Grüngas- bzw. Grünheizölquote ab (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Wirkmechanismus der in den Eckpunkten dargestellten Bio-Treppe und Grüngas- bzw. Grünheizölquote



Quelle: Öko-Institut

3 Klimawirkung: Vergrößert sich die Ziellücke?

Die Wirkung der Eckpunkte auf die Klimaziele wurde in der kürzlich veröffentlichten Studie Braungardt und Bei der Wieden (2026) bewertet². Die Analyse zeigt, dass sich mit den in den Eckpunkten vorgesehenen Maßnahmen die bereits bestehende Ziellücke der nationalen Klimaziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes signifikant weiter vergrößert. Dies betrifft sowohl die Einhaltung der Klimaziele für 2030 und 2040 (Punktziele) als auch das Budgetziel zu den kumulierten Emissionen bis 2030 und insbesondere bis 2040.

- Punktziel für das Kalenderjahr 2030 um 5 bis 8 Mt CO₂-Äq.
- Punktziel für das Kalenderjahr 2040 um 14 bis 22 Mt CO₂-Äq.
- Budgetziel bis 2040 um 108 bis 172 Mt. CO₂-Äq.

² Sibylle Braungardt und Malte Bei der Wieden (2026): Auswirkungen der Eckpunkte zum neuen GebäudeModG auf die Klimaziele. Öko-Institut. <https://www.oeko.de/publikation/auswirkungen-der-eckpunkte-zum-neuen-gebaeudemodg-auf-die-klimaziele/>

Zusätzlich zu dieser Ziellücke sind Vorketten-Emissionen bei der Produktion von biogenen Brennstoffen zu berücksichtigen, diese sind im nächsten Kapitel näher aufgeführt.

4 Was sind kritische Aspekte von erneuerbaren Brennstoffen?

Biomethan stellt eine Möglichkeit dar, erneuerbare Gase in bestehende Gasinfrastrukturen einzubringen. In Deutschland wurden 2024 rund 10 TWh Biomethan produziert und in das Gasnetz eingespeist. Rund die Hälfte wurde in BHKWs für Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Nur circa 1 TWh fiel auf reine Wärmeerzeugung.³ Dem gegenüber stand im Jahr 2024 ein Gasverbrauch in Höhe von 317 TWh bei privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.⁴ Die Potenziale für zusätzliche Erzeugungskapazität von Biomethan werden in Studien unterschiedlich bewertet. Eine Deckung von hohen Anteilen des Wärmebedarfs in Gebäuden scheint aber unwahrscheinlich. Gleichzeitig wird Bioenergie auch in anderen Sektoren benötigt, etwa in der Industrie oder für flexible Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Dadurch bahnt sich ein strukturelles Missverhältnis zwischen Angebot und Nachfrage an, was sehr hohe Preise zur Folge hätte oder bedeuten kann, dass erneuerbare Quoten nicht eingehalten werden können.

Neben ökonomischen Risiken und begrenzter Verfügbarkeit ist der Einsatz biogener Energieträger auch aus mehreren anderen Gründen kritisch zu bewerten.⁵ Erstens sind sie nicht vollständig klimaneutral. Zwar wird bei der Verbrennung nur CO₂ freigesetzt, das zuvor während des Pflanzenwachstums aus der Atmosphäre aufgenommen wurde. Dennoch bleibt jede zusätzliche CO₂-Emission klimawirksam. Weitaus vorteilhafter für die Klimastabilität ist die Speicherung der Biomasse in Materialien (stoffliche Nutzung) oder Böden, wo Kohlenstoff langfristig gebunden wird (Senkenleistung).

Zweitens entstehen entlang der Vorketten zusätzliche Treibhausgasemissionen, etwa durch die Produktion von Energiepflanzen (Düngung, Lagerung Gärreste etc.), durch Methanleckagen bei Biogasanlagen oder in der Aufbereitung und beim Transport. Entwichenes Methan hat ein 30-fach höheres Treibhauspotenzial als CO₂ über 100 Jahre.⁶ Schon kleine Leckagen können deshalb die Klimabilanz von Biomethan deutlich verschlechtern. Je nach Substrattyp und Aufbereitungstechnologie fallen Vorketten-Emissionen von circa 50 bis 250 g CO₂-Äq. pro kWh an.⁷ Die Emissionen durch die Verbrennung von fossilem Erdgas, das ersetzt werden soll, liegt mit

³ Dena (2025): Produktion und Nutzung von Biomethan in Deutschland.

<https://www.dena.de/infocenter/produktion-und-nutzung-von-biomethan-in-deutschland/>

⁴ AG Energiebilanzen e.V. (2025): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/AGEB_Jahresbericht2024_20250801_dt.pdf

⁵ Siehe auch Bei der Wieden, Hennenberg, Pfeiffer und Gambini (2025): The critical role of bioenergy and better alternatives for fossil-free heating. Öko-Institut und Birdlife. https://www.birdlife.org/wp-content/uploads/2025/07/Oko_Institut_Report_Digital_Spreads_compressed.pdf

⁶ Appelhans, Böttcher, Keßler et al. (2025): Unterschätztes Treibhausgas Methan – Quellen, Wirkungen, Minderungsoptionen. Umweltbundesamt (Hrsg.). https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/479/publikationen/2025_uba_pos_methanminderung_de_barrierefrei.pdf

⁷ Buffi, Hurtig und Scarlat (2024): Methane emissions in the biogas and biomethane supply chains in the EU. European Commission, Joint Research Centre (Hrsg.). <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139485>

201 g CO₂ pro kWh⁸ (ohne Vorketten) zwar meist höher, dennoch ist die Klimaschutzwirkung von Biomethan durch die Vorketten-Emissionen eingeschränkt.

Drittens führt der Anbau von Energiepflanzen zu Landnutzungskonflikten („Tank oder Teller“) und wesentliche Umweltziele wie die Wiedervernässung von Moorstandorten⁹ oder die Umsetzung der Biodiversitätsstrategie werden durch zusätzliche Flächenkonkurrenz und Knappheit gefährdet. Zudem besteht die Gefahr einer steigenden Bewirtschaftungsintensität z.B. durch die Ausweitung von Monokulturen oder die Intensivierung der Bewirtschaftung.

Viertens drohen Lock-in-Effekte: Wenn kontinuierlich neue Gasheizungen installiert werden, müssen Gasnetze weiterhin betrieben werden. Dadurch entsteht eine langfristige Infrastrukturabhängigkeit. Außerdem bedeutet der Betrieb von Gasheizungen bis zum Umstellen auf signifikante Anteile erneuerbarer Brennstoffe weiterhin hohe CO₂-Emissionen.

Ähnliche Unsicherheiten und Problematiken bestehen bei sogenannten **Bio-Heizölen**. Analog zu E10 mit bis zu 10% Bioethanol an der Tankstelle gibt es auch Bio-Heizöle mit 5 oder 10% biogenem Anteil am Markt. Produkte mit einem höheren biogenen Anteil sind bisher nicht im Markt verfügbar. Bestehende Ölheizungen bedürfen in der Regel einer Nachrüstung des Brenners für Bioöl-Anteile, die über 10% hinausgehen. Während Biomethan chemisch mit fossilem Erdgas identisch ist und die Idee der Bio-Treppe technisch grundsätzlich umsetzbar ist, ist dies bei Ölheizungen nicht ohne weiteres der Fall. Es besteht ein weitaus höheres Risiko für Fehlinvestitionen oder spätere kostspielige Umrüstungen. Heizöl-Produkte auf Basis von grünem Wasserstoff (**E-Heizöl**) existieren bisher nur im Pilotmaßstab und nicht als marktfähiges Produkt. Hinzu kommen die zu erwartenden Einschränkungen bezüglich Kosten und Verfügbarkeit.

Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser mit erneuerbarem Strom erzeugt und kann – bei ausschließlicher Nutzung erneuerbarer Energien – grundsätzlich CO₂-frei bereitgestellt werden. In bestehenden Erdgasnetzen sind technisch begrenzte Beimischungen von Wasserstoff möglich, typischerweise bis etwa 10 Volumenprozent. Damit wäre diese Option für die Erfüllung der Bio-Treppe und der Grüngasquote eingeschränkt, da nur ein Teil der steigenden Anteile erneuerbarer Gase gedeckt werden könnte. Eine vollständige Umstellung auf reinen Wasserstoff in der Wärmeversorgung würde deshalb in der Regel ein separates Wasserstoffnetz erfordern. Dies wäre mit erheblichen Kosten für Infrastruktur und Endgeräte verbunden: Gasnetze müssten umgerüstet oder neu gebaut werden, Heizgeräte ersetzt oder angepasst werden, und nicht alle bestehenden Gasnetze sind technisch für Wasserstoff geeignet. Zudem ist die zukünftige Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff unsicher. Zumal dieser vor allem in schwer elektrifizierbaren Sektoren wie der Stahl- und Chemieindustrie oder im internationalen Verkehr benötigt wird. Hinzu kommen sicherheitstechnische Aspekte – Wasserstoff ist diffusionsfreudiger und ist leichter entzündlich als Erdgas – sowie die Tatsache, dass ein Anschluss an das geplante Wasserstoff-Kernnetz regional nicht überall vorgesehen ist.¹⁰

⁸ Juhlich (2022): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Umweltbundesamt (Hrsg.).

https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/28_2022_cc.pdf

⁹ Beispielsweise wird heute auf etwa 40 bis 50% der entwässerten Moorstandorten in Nordwestdeutschland Mais für die Futterproduktion oder als Energiepflanze angebaut, siehe Dewitz, Wenz, Hüpperling et al. (2023): Mooratlas. Daten und Fakten zu nassen Klimaschützern. Heinrich-Böll-Stiftung (Hrsg.). https://www.boell.de/sites/default/files/2025-01/mooratlas_2023.pdf

¹⁰ Siehe auch Pfluger, Oberle, Manz und Fritz (2025): Heizen mit Wasserstoff: Aufwand und Kosten für Haushalte anhand aktueller Daten und Prognosen. Fraunhofer IEG und ISI. https://www.greenpeace.de/publikationen/251014_Studie_Heizen_mit_Wasserstoff_20251013.pdf

Eine alternative Option wäre die Einspeisung von **synthetischem Methan** („methanisierter Wasserstoff“). Dabei wird Wasserstoff mit CO₂ zu Methan umgesetzt, das chemisch identisch mit Erdgas ist und deshalb problemlos über bestehende Gasnetze transportiert werden kann. Netzseitig wäre diese Lösung einfacher, da keine grundlegende Infrastrukturmstellung nötig wäre. Allerdings entstehen zusätzliche Umwandlungsverluste: Neben der Elektrolyse ist eine weitere Prozessstufe – die Methanisierung – erforderlich, wodurch der Gesamtwirkungsgrad deutlich sinkt und die Kosten weiter steigen. Aus diesem Grund spielt synthetisches Methan in Diskussionen zu einer zukünftigen Wärmeversorgung keine Rolle.

5 Auswirkungen auf Heizkosten in Haushalten

Abbildung 3 zeigt eine Abschätzung zukünftiger Kosten für das Heizen mit Gas. Aktuell liegt der Gaspreis in Mehrfamilienhäusern bei 11 ct/kWh¹¹. Dieser Preis teilt sich in unterschiedliche Bestandteile auf, für die eine zukünftige Dynamik angenommen wird. Unter der Annahme zunehmender geopolitischer Unsicherheiten wird angenommen, dass die Kosten für Beschaffung und Vertrieb von Erdgas zukünftig um 20% steigen. Durch veränderte Abschreibungsregelungen für Netzbetreiber wird angenommen, dass die Netzentgelte bis 2029 um 25% steigen.¹² Dadurch das ähnlich bleibende Kosten für das Gasnetz auf immer weniger Kund*innen verteilt werden, wird angenommen, dass die Netzentgelte bis 2040 um 300% steigen.¹³ Die Bio-Treppe muss noch festgelegt werden. Es wird der steigende Anteil von erneuerbaren Brennstoffen aus § 71 Abs. 9 GEG angenommen: die erste Stufe beträgt dort 30% und die zweite Stufe 60% im Jahr 2040. Je höher der Anteil von Biomethan, desto geringer ist der Anteil von Erdgas pro bezogener kWh Gas. Gleiches gilt für die CO₂-Kosten. Der angenommene CO₂-Preis steigt von 65 €/t in 2026 auf 275 €/t bis 2040 an.¹⁴ Biomethan ist deutlich teurer in Beschaffung und Vertrieb als fossiles Erdgas (Annahme: 15 ct/kWh).¹⁵

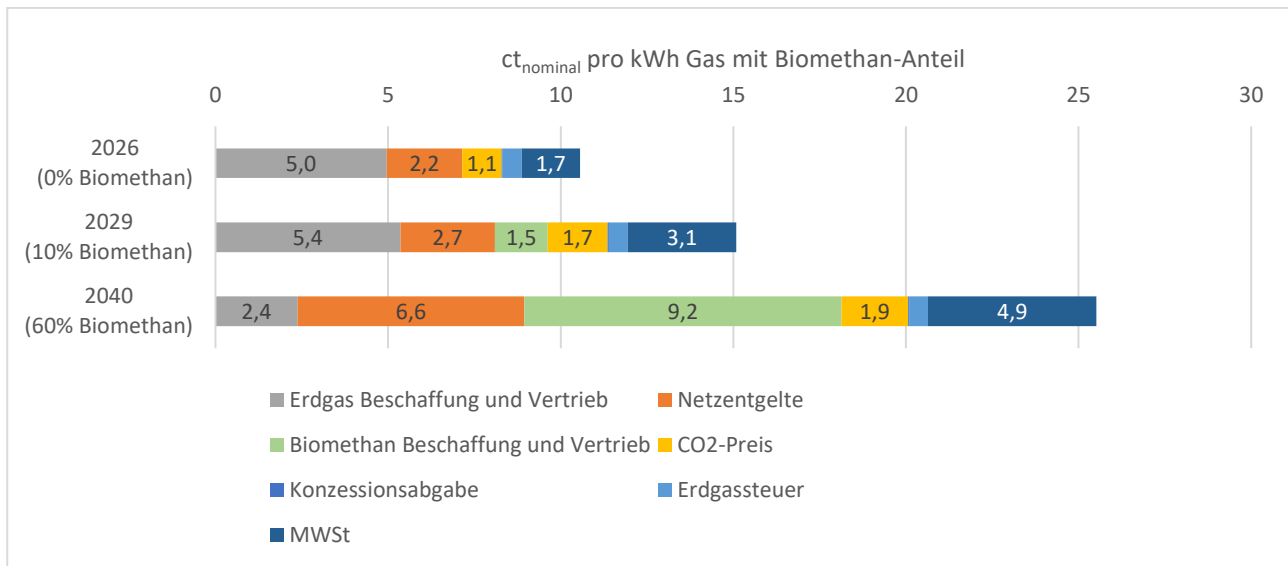
¹¹ BDEW (2026): BDEW-Gaspreisanalyse Januar 2026. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>

¹² Vgl. den Preisanstieg durch KANU 2.0 in Deutscher Bundestag (2024): Gasnetze und Preiserhöhungen durch die Netzbetreiber. Drucksache 20/14111. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/144/2014427.pdf>

¹³ Konservative Annahme auf Basis von Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunkompatible Transformation. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilnetze/A-EW_291_Gasverteilnetze_WEB.pdf

¹⁴ Kemmler, Kreidelmeyer, Limbers, Lübbers und Muralter (2026): Rahmendaten und Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2026. Umweltbundesamt (Hrsg.). https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/2026-02/2026_Rahmendatenpapier.pdf

¹⁵ Kreidelmeyer und Kemmler (2025): Endverbrauchspreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025. Umweltbundesamt (Hrsg.). https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/projektionen_2025_rahmendaten_endverbrauchspreise_2.auflage_bf.pdf

Abbildung 3: Abschätzung von zukünftigen Energiekosten einer Gasheizung

Quelle: Eigene Abschätzung Öko-Institut auf Basis BDEW¹¹, Umweltbundesamt^{14,15} und Agora Energiewende¹³

In den nachfolgenden Abschnitten wird beschrieben, wie sich die dargestellten Kostensteigerungen in Haushalten im Wohneigentum (Abschnitt 5.1) sowie für Mietende (Abschnitt 5.2) auswirken.

5.1 Haushalte im Wohneigentum

Für selbstnutzende Eigentümer*innen verändert sich vor allem die Kalkulationsgrundlage für neue Heizungsinvestitionen. Gasheizungen bleiben grundsätzlich zulässig, sind jedoch an steigende Anforderungen zur Nutzung erneuerbarer Gase gebunden. Damit entstehen sowohl langfristige Kostenrisiken als auch zusätzlicher organisatorischer Aufwand.

Zum einen müssen Eigentümer*innen die steigenden Brennstoffkosten einkalkulieren. Die Wirtschaftlichkeit einer neu eingebauten Gasheizung hängt daher maßgeblich vom zeitlichen Verlauf der Bio-Treppe und den daraus resultierenden Brennstoffpreisen ab.

Haushalte im Wohneigentum müssen mit der Einführung der Bio-Treppe im Gebäudemodernisierungsgesetz selbst sicherstellen, dass die entsprechenden Vorgaben eingehalten werden. Damit tragen sie die Verantwortung für die Umsetzung der Anforderungen und sind zugleich unmittelbar den in Kapitel 4 beschriebenen Risiken hinsichtlich Kostenentwicklung und Verfügbarkeit der erforderlichen Energieträger ausgesetzt.

Weiterhin kann die Bio-Treppe praktischen Aufwand verursachen. Eigentümer*innen müssen sich über die geltenden Anforderungen und mögliche Nachweispflichten informieren. Auch wenn die Verpflichtung formal auf der Brennstoffseite ansetzt, bleibt für den einzelnen Haushalt die Unsicherheit, ob die Anforderungen dauerhaft erfüllt sind und welche Kosten daraus entstehen.

Insgesamt verschiebt sich damit das Risikoprofil einer Gasheizung. Während die Investitionskosten zunächst vergleichsweise niedrig sind, steigen die Unsicherheiten über die langfristigen Betriebskosten. Ist der Anstiegspfad der Bio-Treppe ausreichend ambitioniert und glaubwürdig, spricht dies dafür, dass sich ein großer Teil der Haushalte im Wohneigentum gegen eine neue Gasheizung entscheidet, da das Risiko für eine mangelnde Verfügbarkeit und hohe Kosten sehr

hoch ist. Bleibt die Bio-Treppe hingegen niedrig oder wenig verbindlich, dürfte die Lenkungswirkung entsprechend begrenzt sein.

5.2 Mietende

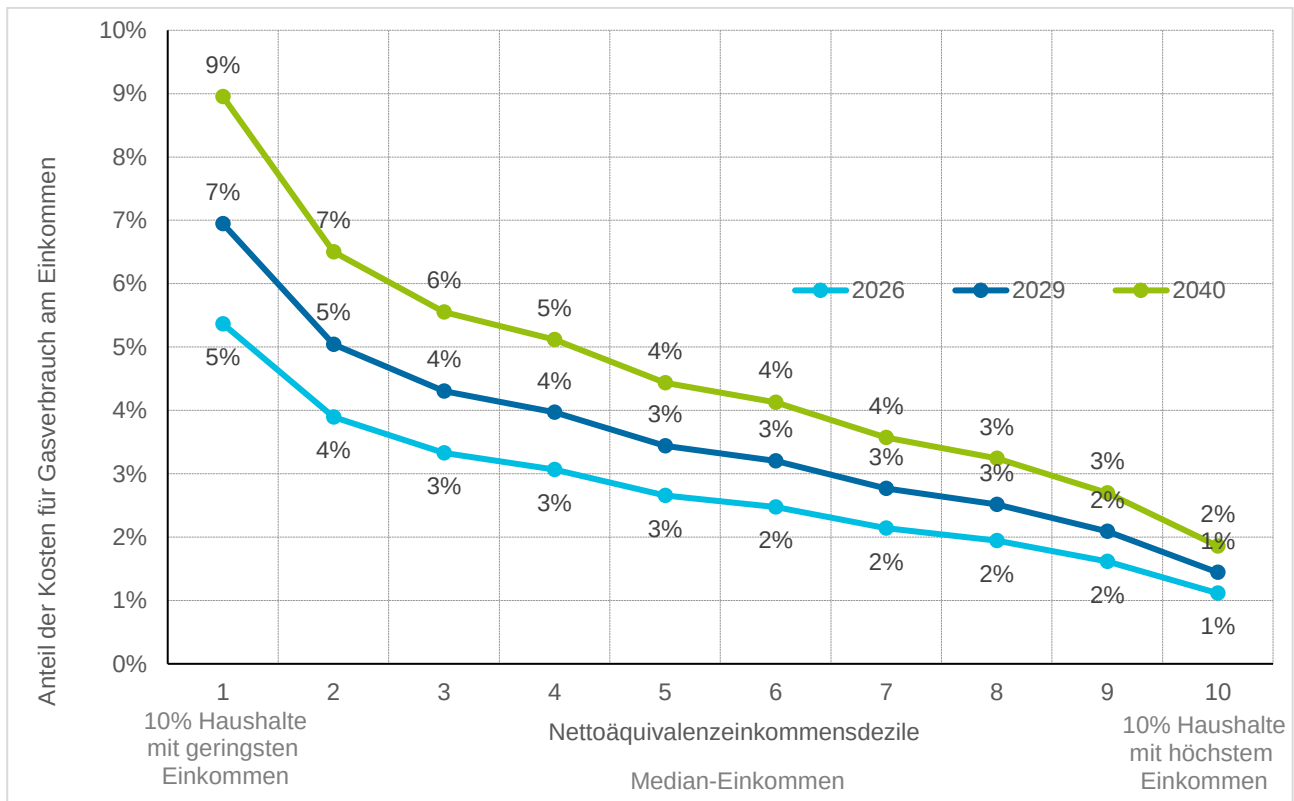
Im Mietsegment ist die Wirkungslogik grundlegend anders gelagert als bei Haushalten im Wohneigentum. Hier treffen Vermietende die Investitionsentscheidung, während die laufenden Brennstoffkosten in der Regel über die Nebenkosten auf die Mietenden umgelegt werden können. Steigende Anteile erneuerbarer Gase führen zu höheren Brennstoffkosten für Mietende.

Für den investierenden Vermietenden sind diese Kosten jedoch nur dann direkt relevant, wenn sie nicht vollständig weitergegeben werden können. Bleibt die Umlagefähigkeit weitgehend bestehen, verändert sich die Wirtschaftlichkeitsrechnung für eine neue Gasheizung nur begrenzt. Das Kostensignal der Bio-Treppe erreicht damit nicht den entscheidenden Akteur – die Vermietenden.

Die Investitionswirkung hängt daher entscheidend von der noch festzulegenden Ausgestaltung des Mieterschutzes ab. Bestehende Gasheizungen durch neue zu ersetzen wäre ohne Regelungen zur Kostenbeteiligung von Vermietenden aus deren Perspektive ökonomisch und organisatorisch vorteilhaft gegenüber dem Einbau einer Wärmepumpe. Werden steigende Brennstoffkosten teilweise oder vollständig bei Vermietenden wirksam, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit von Gasheizungen für Vermietende. Ohne entsprechende Regelungen bleibt die Lenkungswirkung dagegen schwach: Gasheizungen können weiterhin eingebaut werden, während das Kostenrisiko überwiegend bei den Mietenden liegt.

Für die Mietenden bergen die Eckpunkte zum Gebäudemodernisierungsgesetz ohne wirksamen Mieterschutz ein erhebliches Kostenrisiko. Abbildung 4 zeigt die Kostenbelastung durch den Bezug von Gas am Einkommen für Mietende. Dabei wird zum einen die Kostenentwicklung aus Abbildung 3 unterstellt. Zum anderen wird auf Basis der historischen Entwicklung angenommen, dass die nominalen Einkommen im Durchschnitt um 2,5 % pro Jahr gegenüber dem Vorjahr ansteigen.¹⁶

¹⁶ Statistisches Bundesamt (2026): Reallohnindex, Nominallohnindex: Deutschland, Jahre. Code: 62361-0020. <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/62361/table/62361-0020/search/s/bm9taW5hbGxvaG5pbmRleA==>

Abbildung 4: Abschätzung der zukünftigen Belastung von Mietenden mit Gasheizung

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2018 sowie Cludius et al. (2022)¹⁷; Mikrosimulationsmodell SEEK-DE des Öko-Instituts

Die Abbildung zeigt eine regressive Verteilungswirkung. In der unteren Einkommenshälfte verdoppelt sich die Einkommensbelastung durch das Heizen mit Gas bis 2040. Je geringer das verfügbare Einkommen ist, desto kritischer ist diese Entwicklung. Für die 10% Haushalte mit dem geringsten Einkommen drohen die Kosten für das Heizen mit Gas in 2040 9% des Einkommens zu beanspruchen – beinahe eine Verdopplung gegenüber der Belastung in 2026.

Für Mietende entsteht damit eine doppelte Betroffenheit. Einerseits können steigende Brennstoffkosten zu höheren laufenden Ausgaben führen. Andererseits haben sie nur begrenzten Einfluss auf die Investitionsentscheidung selbst. Die soziale Wirkung der Eckpunkte hängt daher maßgeblich davon ab, ob und wie der Mieterschutz ausgestaltet wird. Für eine gezielte Lenkungswirkung ist es unabdingbar, dass Vermietende das Kostenrisiko des Heizens mit Gas tragen. Das kann erreicht werden, indem sie die Mehrkosten durch erneuerbare Brennstoffe und steigende Gasnetzentgelte tragen, die über einem Vergleichswert liegen – z.B. den Betriebskosten einer Wärmepumpe.¹⁸ In den Eckpunkten zum Gebäudemodernisierungsgesetz wird der Mieterschutz allerdings nur mit einem Satz erwähnt und nicht konkretisiert.

¹⁷ Cludius, Noka, Galster und Schumacher (2022): Wie wohnt Deutschland? Wohnsituation, Wohnkosten und Wohnkostenbelastungen von Haushalten in Deutschland. Öko-Institut.
<https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wie-wohnt-Deutschland-Wohnsituation-Wohnkosten-Wohnkostenbelastung.pdf>

¹⁸ Siehe z.B. GEG-Entwurf von 2023.
https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/entwurf-geg.pdf?__blob=publicationFile&v=4

6 Kosten für Staat und Allgemeinheit

Neben den Wirkungen auf Eigentümer*innen und Mietende drohen durch die Eckpunkte auch höhere gesamtgesellschaftliche Kosten. In diesem Kapitel werden zwei zentrale Kostenkomponenten quantifiziert.

6.1 Zusätzliche Zahlungen im Rahmen der Effort Sharing Regulation (ESR)

Die Abschaffung der 65 %-Anforderung im Gebäudeenergiegesetz (GEG) würde zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor führen. Diese Emissionen sind auch im europäischen Kontext relevant: Deutschland unterliegt für die nicht vom EU-Emissionshandel erfassten Sektoren – darunter Gebäude und Verkehr – verbindlichen Emissionszielen im Rahmen der EU-Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR). Werden diese Ziele überschritten, müssen Mitgliedstaaten fehlende Emissionsminderungen durch den Zukauf von Emissionsrechten aus anderen EU-Staaten ausgleichen.

Für die durch die Abschaffung der 65 %-Anforderung entstehenden zusätzlichen Zahlungen sind daher die kumulierten zusätzlichen Emissionen bis 2030 entscheidend. Den Szenarien von Braungardt und Bei der Wieden (2026)¹⁹ zufolge würden durch die Abschwächung der Regelung zusätzliche Emissionen von 12,7 bis 18,5 Mio. t CO₂-Äquivalent entstehen.²⁰ Zur Abschätzung der möglichen Kosten pro Tonne werden die Preisannahmen von Gores und Graichen (2025)²¹ verwendet. Daraus ergibt sich die folgende Bandbreite möglicher zusätzlicher Zahlungen in Tabelle 1:

Tabelle 1: Abschätzung der Kosten für die Allgemeinheit durch Zukäufe von Emissionsrechten im Rahmen der EU-Klimaschutzverordnung

Höhe der Zahlungen pro t CO ₂ -Äq.	Zusätzliche Zahlungen
60 €	0,7 – 1,1 Mrd. Euro
100 €	1,2 – 1,8 Mrd. Euro
150 €	1,8 – 2,8 Mrd. Euro

Quelle: Berechnung Öko-Institut auf Basis von Gores und Graichen (2025)²¹

Die zusätzlichen Emissionen würden damit auch die ohnehin bestehende Lücke zur Einhaltung der deutschen ESR-Ziele vergrößern. Nach aktuellen Daten der Europäischen Umweltagentur beträgt die Zielverfehlung Deutschlands im „Mit-weiteren-Maßnahmen“-Szenario rund 207 Mio. t CO₂-

¹⁹ Braungardt und Bei der Wieden (2026): Auswirkungen der Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz auf die Klimaziele. Öko-Institut. <https://www.oeko.de/publikation/auswirkungen-der-eckpunkte-zum-neuen-gebaeudemodg-auf-die-klimaziele/>

²⁰ Zusätzlich fallen Vorketten-Emissionen bei der Produktion von Biomethan an, die in dieser Spanne nicht enthalten sind.

²¹ Gores und Graichen (2025): Die EU-Klimaschutzverordnung und ihre Bedeutung für Deutschland. Öko-Institut. https://www.klima-allianz.de/fileadmin/user_upload/Dateien/Daten/Publikationen/Positionen/2025_06_30_ESR_Factsheet_clean.pdf

Äquivalent bis 2030.²² Der Ersatz der 65 %-Anforderung im GEG durch die Eckpunkte zum Gebäudemodernisierungsgesetz würde diese Lücke um weitere 6–9 % erhöhen. Entsprechend wären zusätzliche Kosten von über einer Milliarde Euro für den Ankauf von Emissionsrechten zu erwarten, die letztlich von der öffentlichen Hand getragen werden müssten. Statt für den Zukauf von Emissionsrechten könnten Mittel in dieser Größenordnung auch eingesetzt werden, um insgesamt mehrere hunderttausend Wärmepumpen zu fördern.

6.2 Zusätzliche Kosten für Klimaschäden

Die zusätzlichen Kosten für die Allgemeinheit durch die aus den Emissionen resultierenden Klimaschäden werden auf Basis der Methodenkonvention 4.0 des Umweltbundesamts (UBA) quantifiziert.²³ Die UBA-Methodenkonvention stellt standardisierte Umweltkostensätze bereit, mit denen sich Umweltauswirkungen von Emissionen in Geldeinheiten bewerten lassen, um den gesellschaftlichen Nutzen von Umweltschutz und die Kosten unterlassenen Handelns zu beziffern und vergleichbar zu machen. Die in der UBA-Methodenkonvention 4.0 ausgewiesenen Kostensätze bilden monetarisierte Schadenskosten von Umweltbelastungen ab. Grundlage ist der Schadenskostenansatz (z. B. in Bezug auf Klimaschutz Social Cost of Carbon), der die erwarteten gesellschaftlichen Wohlfahrtsverluste erfasst, die durch Emissionen oder andere Umweltbelastungen entlang der Wirkungskette von Emissionen über Umweltzustandsänderungen bis zu Auswirkungen auf Gesundheit, Ökosysteme, Infrastruktur und wirtschaftliche Aktivitäten entstehen. Die Kostensätze stellen dabei durchschnittliche, modellbasierte Erwartungswerte dar, die die Größenordnung der gesellschaftlichen Schäden pro Emissionseinheit abbilden, z. B. pro Tonne CO₂-Äquivalent. Sie basieren auf integrierten Wirkungs- und Bewertungsmodellen und berücksichtigen sowohl Schäden innerhalb Deutschlands als auch außerhalb bei globalen Auswirkungen wie Treibhausgasemissionen.

Für das Jahr 2026 empfiehlt das Umweltbundesamt einen Umweltkostensatz von 1000 € pro Tonne CO₂-Äq., wenn heutige und zukünftige Generationen gleich gewichtet werden. Bei stärkerer Gewichtung der heutigen Generation liegt der empfohlene Wert bei 355 € pro Tonne CO₂-Äq. In den nachfolgenden Berechnungen werden beide Ansätze separat betrachtet.

Für die Abschätzung der Kosten werden die kumulierten Mehremissionen bis zum Jahr 2040 zu Grunde gelegt, die entstehen, wenn die 65 %-Vorgabe im GEG durch die Eckpunkte zum Gebäudemodernisierungsgesetz ersetzt werden. Für die Berechnung der Umweltschäden wird vereinfachend über den Zeitraum 2026-2040 der Mittelwert der in der Methodenkonvention angegebenen Werte für die beiden Jahre verwendet.

Im Ergebnis ergibt sich die folgende Spannbreite für die zusätzlichen Kosten für die Allgemeinheit (Tabelle 2):

²² European Environment Agency und EU-Commission: Climate and Energy in the EU – Data Effort sharing legislation. <https://climate-energy.eea.europa.eu/topics/climate-change-mitigation/effort-sharing-emissions/data>

²³ Eser, Matthey und Bünger (2025): Handbuch Umweltkosten- Methodenkonvention 4.0. Umweltbundesamt (Hrsg.). https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/479/publikationen/2026-02/UBA_Handbuch%20Umweltkosten_Methodenkonvention%204.0.pdf

Tabelle 2: Abschätzung von globalen Klimafolgeschäden

Höhe Klimafolgeschäden pro t CO ₂ -Äq. (Jahr 2026-2040)	Zusätzliche Kosten
350 – 440 €	43 – 68 Mrd. Euro
1000 – 1150 €	118 – 186 Mrd. Euro

Quelle: Berechnung Öko-Institut auf Basis von Eser, Matthey und Bünge (2025)²³

Zur Einordnung der Größenordnung können beobachtbare Schäden durch Extremereignisse herangezogen werden. Die Überschwemmungen im Ahrtal und an der Erft im Juli 2021 verursachten mindestens 40,5 Mrd. € Schäden und waren damit das materiell schadensträchtigste Extremwetterereignis in Deutschland seit dem Ende des Zweiten Weltkriegs. Der Klimawandel erhöht die Eintrittswahrscheinlichkeit und Intensität extremer Niederschlagsereignisse, wodurch sich auch das Risiko für Sturzfluten und Flusshochwasser vergrößert.²⁴

Die in dieser Studie berechneten Schadenskosten umfassen jedoch nicht nur einzelne Extremereignisse, sondern eine Vielzahl möglicher Auswirkungen des Klimawandels. Dazu zählen unter anderem Schäden durch Extremwetterereignisse, Gesundheitsbelastungen durch Hitze, landwirtschaftliche Ertragsverluste, Auswirkungen auf Ökosysteme sowie Schäden an Infrastruktur und wirtschaftlicher Produktivität in verschiedenen Weltregionen. Ereignisse wie die Flut im Ahrtal stellen daher lediglich ein Beispiel für die Arten von Schäden dar, die in den monetarisierten Klimaschadenskosten enthalten sein können.

7 Fazit: Worauf kommt es jetzt an?

Der Haupteffekt der Eckpunkte zum Gebäudemodernisierungsgesetz ist eine Abschwächung des Klimaschutzes. Der Anteil erneuerbarer Brennstoffe bei neuen Gas- und Ölheizungen sinkt von 65 % auf zunächst 10 %. Zeitpunkte werden nach hinten verschoben, da die Bio-Treppe erst ab 2029 gilt, während das abzuschaffende Gebäudeenergiegesetz schon ab 2026 bzw. 2028 greift. Anstatt die bestehende Emissionslücke im Gebäudesektor zu schließen, vergrößert sich diese weiter – sowohl im Hinblick auf die jährlichen Zielwerte 2030 und 2040 als auch auf die kumulierten Emissionen.

Der Wegfall investitionsbezogener Leitplanken schwächt die Steuerungswirkung. Gerade im Gebäudesektor mit langen Reinvestitionszyklen sind Fehlinvestitionen nur schwierig zu korrigieren. Die vorgesehene Bio-Treppe und die Grüngas- und Grünheizölquote müssen als wichtige Stellschrauben in den Eckpunkten ambitioniert ausgestaltet werden, können die Steuerungswirkung der 65 %-Erneuerbare-Vorgabe beim Heizungsaustausch aber nicht kompensieren.

Für Haushalte im Wohneigentum entstehen Unsicherheiten über künftige Brennstoffkosten und zusätzliche Anforderungen im laufenden Betrieb. Im Mietsegment besteht das Risiko, dass steigende Kosten weitgehend an Mietende weitergegeben werden, ohne dass sich

²⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Schäden von Flutereignissen in Deutschland. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/Merkblaetter/merkblatt-klimawandelfolgen-in-deutschland-05.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Investitionsentscheidungen substanziell verändern. Die soziale Wirkung der Eckpunkte ist damit potenziell regressiv.

Es ist zudem wichtig, dass kein Regulierungsvakuum entsteht. Die §§ 71 und 72 GEG dürfen nicht abgeschafft werden, ohne dass gleichzeitig die neuen Vorgaben des Gebäudemodernisierungsgesetz verabschiedet werden.

Bei ausbleibender Emissionsminderung entstehen zusätzliche Belastungen für Staat und Allgemeinheit – sowohl durch mögliche Zahlungen im Rahmen der europäischen Verpflichtungen als auch durch höhere Klimafolgekosten. Die Dekarbonisierung wird damit nicht vermieden, sondern in spätere Jahre verschoben und verteuert.

Insgesamt verlagern die Eckpunkte Risiken in die Zukunft und auf Dritte, ohne einen verlässlichen Pfad zur Zielerreichung sicherzustellen.