www.oeko.de

Öko-Institut

Ausgestaltung und Kostenrisiken der Grüngas- und Grünheizölquote

Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.

Freiburg,
November 2026

Studie der Öko-Institut Consult gGmbH

Autorinnen und Autoren

Malte Bei der Wieden
Veit Bürger
Öko-Institut Consult gGmbH

Sibylle Braungardt
Öko-Institut e.V.

Öko-Institut Consult gGmbH
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

Zusammenfassung 3

1 Einleitung 4

2 Veröffentlichte Eckpunkte 4

3 Bewertung der flexiblen Quotenerfüllung 6

4 Emissionsbilanz Biomethan 7

5 Szenarien zum Hochlauf der Quote 9

6 Einordnung der Wirtschaftlichkeit für Haushalte 10

7 Handlungsempfehlung zur Wirkung im Mietwohnbereich 15

8 Zusammenfassende Bewertung 18

Literaturverzeichnis 23

Zusammenfassung

Mit dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) entfiel die bisherige Vorgabe des Gebäudeenergiegesetzes, neu eingebaute Heizungen mit mindestens 65 % erneuerbaren Energien zu betreiben. An ihre Stelle treten die sogenannte Biotreppe für neue Gas- und Ölkessel sowie eine geplante sogenannte Grüngas- und Grünheizölquote. Diese soll die Inverkehrbringer fossiler Brennstoffe verpflichten, schrittweise steigende Anteile erneuerbarer und kohlenstoffarmer Brennstoffe bereitzustellen. Die vorliegende Studie bewertet die im Oktober 2026 bekannt gewordenen Eckpunkte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) hinsichtlich ihrer Klimaschutzwirkung, Kostenrisiken und sozialen Folgen. Hierzu werden die flexible Quotenerfüllung und die Emissionsbilanz von Biomethan untersucht. Die Studie modelliert einen alternativen Quotenhochlauf und vergleicht die Wärmegestehungskosten von Gaskesseln und Wärmepumpen in typischen Ein- und Mehrfamilienhäusern.

Der vorgesehene Quotenhochlauf mit langsamem Anstieg zu Beginn verschiebt die Herausforderungen der Dekarbonisierung in die Zukunft. Zudem würde die Beschränkung der Quote auf private Haushalte die Klimaschutzwirkung reduzieren, da die Wärmeversorgung von Nichtwohngebäuden ausgeschlossen bliebe. Weitreichende Flexibilitätsoptionen zur Erfüllung der Quote drohen die Wirksamkeit zusätzlich zu schwächen. Insbesondere die vorgesehene Dreifachanrechnung von Wasserstoff und die Anrechnung von Wasserstoff in der Industrie sowie Ersatzzahlungen und Möglichkeiten zur Verschiebung der Quotenerfüllung könnten den tatsächlichen Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Brennstoffe im Gebäudesektor reduzieren oder verzögern.

Die Kostenanalyse zeigt, dass Wärmepumpen unter den getroffenen Annahmen in allen untersuchten Gebäudetypen kostengünstiger sind als das Heizen mit Gaskesseln – auch bei einem moderaten Biomethan-Preispfad. Erneuerbare und kohlenstoffarme Gase bleiben auf absehbare Zeit knapp und teuer. Die zusätzliche Nachfrage durch die Quote kann die Preise weiter erhöhen. Zudem sind die Quoten-Brennstoffe nicht klimaneutral. Für Biomethan entstehen Emissionen in der Landwirtschaft, auch wenn es im Treibhausgasinventar des Gebäudesektors mit null Emissionen bilanziert wird. Die ebenfalls zugelassenen kohlenstoffarmen Brennstoffe sind fossilen Ursprungs. Ihre Emissionen werden reduziert, indem der Großteil abgeschieden und gespeichert wird (CCS).

Besonders problematisch sind die sozialen Auswirkungen der Mehrkosten im Mietwohnbereich. Da die Grüngasquote auf die Biotreppe angerechnet wird, drohen Mieterschutzregelungen beim Heizungstausch ins Leere zu laufen. Für Mietende mit bestehender fossiler Heizung gibt es zudem keinerlei Schutz vor den Mehrkosten der Quote. Die Studie empfiehlt deshalb, sämtliche durch den verpflichtenden Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Brennstoffe entstehenden Mehrkosten einheitlich hälftig zwischen Mietenden und Vermietenden aufzuteilen – auf jeden Fall bei neu eingebauten fossilen Heizungen, aber auch bei bestehenden. Darüber hinaus werden ein ambitionierterer Quotenhochlauf, die Einbeziehung der Wärmeversorgung von Nichtwohngebäuden, eine Begrenzung der flexiblen Quotenerfüllung und die Streichung der Anrechnung von industriellem Wasserstoff empfohlen.

Über die Ausgestaltung der Quote hinaus bedarf es einer nationalen Biomethanstrategie, die nachhaltige Potenziale erschließt und den Einsatz knapper Mengen sektorübergreifend koordiniert. Zugleich müssen Förderung, Finanzierung und praktische Unterstützung für den Umstieg auf Wärmepumpen und erneuerbare Wärmenetze gestärkt werden. Denn nur wenn der Gasverbrauch im Gebäudesektor deutlich sinkt, können die verbleibenden Quotenmengen langfristig zu vertretbaren Kosten bereitgestellt werden. Der Hochlauf von Wärmepumpen und der Ausbau der Wärmenetze sind damit eine zentrale Voraussetzung für die wirtschaftlich tragfähige Erfüllung der Grüngas- und Grünheizölquote.

1 Einleitung

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) sah vor, dass neu eingebaute Heizungen mit mindestens 65 % erneuerbaren Energien betrieben werden müssen und ab 2045 keine fossilen Brennstoffe mehr eingesetzt werden dürfen. Das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) hebt beide Regelungen auf und schwächt damit den Klima- und Verbraucherschutz (Öko-Institut 2026): Zum einen ist der Einbau von Gas- und Ölkesseln nun wieder erlaubt, wobei in den neu eingebauten Kesseln schrittweise steigende Anteile erneuerbarer Brennstoffe zum Einsatz kommen müssen (§§ 42 und 43 GModG, „Biotreppe“). Zum anderen wurde eine Grüngas- und Grünheizölquote für Bestandsheizungen für Ende 2026 angekündigt (§ 42a GModG).

Mitte Oktober stellte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) ein Eckpunktepapier vor, das erste Vorschläge zur Ausgestaltung der Quote enthält (BMWE 2026). Dabei handelt es sich allerdings nur um einen ersten Aufschlag aus den Fachreferaten des BMWE, der noch zwischen den Ministerien und innerhalb der Regierungskoalition politisch abgestimmt werden muss. Die Eckpunkte sind entsprechend als Ausgangspunkt für die weitere Diskussion über die Ausgestaltung der Grüngas- und Grünheizölquote zu verstehen.

Ziel dieses Gutachtens ist es, die Eckpunkte zu bewerten und Handlungsempfehlungen abzuleiten.

In Kapitel 2 werden die BMWE-Eckpunkte erläutert und in Kapitel 3 die flexiblen Quotenerfüllungsoptionen bewertet. Kapitel 4 setzt sich mit der Emissionsbilanz von Biomethan auseinander. Kapitel 5 ordnet den vorgesehenen Hochlauf der Quote im Vergleich zur Klimaschutzwirkung des GEG ein. Kapitel 6 untersucht die Auswirkungen der Quote auf die Heizkosten in Haushalten. Kapitel 7 formuliert eine zentrale Forderung nach einer einheitlichen Regelung zur Aufteilung der Mehrkosten in vermieteten Gebäuden. Kapitel 8 fasst die wesentlichen Ergebnisse der Bewertung zusammen.

2 Veröffentlichte Eckpunkte

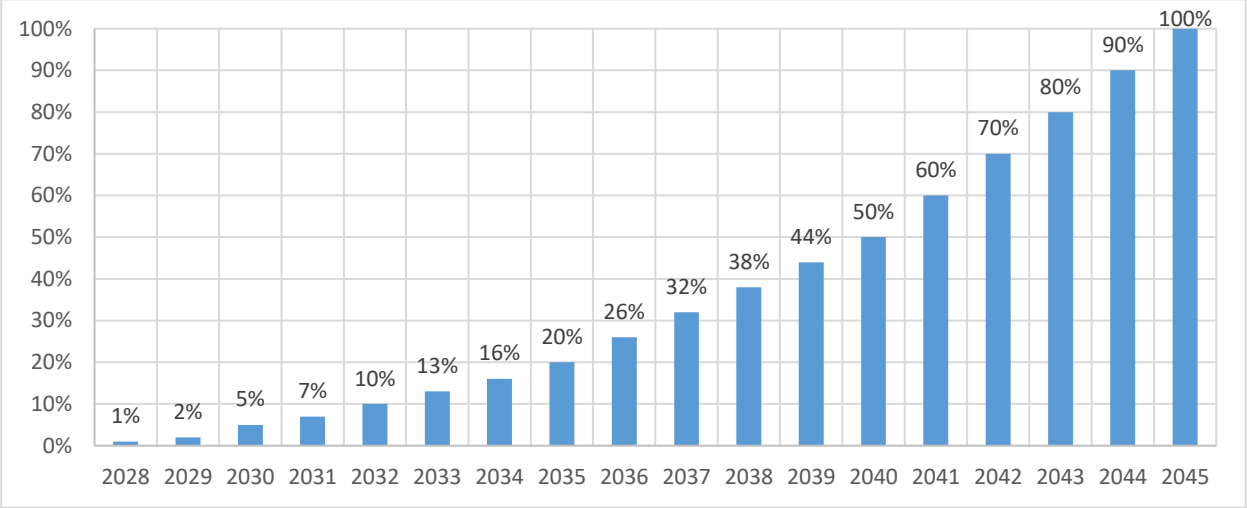
Die Grundidee der Grüngas- und Grünheizölquote besteht darin, die Inverkehrbringer fossiler Brennstoffe zu verpflichten, schrittweise steigende Anteile erneuerbarer Brennstoffe zu vertreiben, um die Emissionen ihres Brennstoffmixes nach und nach zu reduzieren. Die damit verbundenen Mehrkosten werden in Form höherer Gas- und Heizölpreise auf die Kund*innen umgelegt.

Im Folgenden werden die inhaltlichen Kernpunkte des BMWE-Eckpunktepapiers beschrieben (BMWE 2026):

- Zieljahr: Ab 2045 sollen weder fossiles Gas noch fossiles Heizöl in Verkehr gebracht werden, sondern nur noch erneuerbare und kohlenstoffarme Brennstoffe.
- Definition: Für die zulässigen Brennstoffe sollen die europäischen Definitionen aus den Richtlinien zu erneuerbaren Energien sowie zum Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt gelten.
- Quotenbasis: Die Quote soll nur für den Verbrauch privater Haushalte gelten. Industrie, Gewerbe, Verkehr und Energiewirtschaft sollen ausgenommen sein.

- Zusammenspiel mit der Biotreppe: Die Grüngas- und Grünheizölquote wird auf die Biotreppe im GModG angerechnet.[1]
- Hochlauf: Abbildung 2-1 zeigt den vorgesehenen Hochlauf der Quote gemäß den BMWE-Eckpunkten.

Abbildung 2-1: Hochlauf der Quote in den BMWE-Eckpunkten



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWE (2026)

- Handelbarkeit: Nachweise zur Quotenerfüllung können gehandelt werden.
- Flexibilisierung:
  - Zeitliche Flexibilisierung: Inverkehrbringer sollen sich eine Übererfüllung im Folgejahr anrechnen lassen („Banking“) und eine Untererfüllung im Folgejahr ausgleichen können („Borrowing“).
  - Alternative Erfüllung: Anstatt erneuerbare oder kohlenstoffarme Brennstoffe einzusetzen, soll die Quote auch durch eine Ersatzzahlung erfüllt werden können.
  - Anrechnung von Wasserstoff in der Industrie: Wasserstoff, der in der Industrie eingesetzt wird, soll im Rahmen einer Opt-in-Regelung auf die Quote angerechnet werden können. Ausgenommen sind Industrieanlagen, die bereits eine staatliche Förderung für den Einsatz von grünem Wasserstoff erhalten.
  - Die Anrechnung von Wasserstoff in Wärmenetzen soll geprüft werden.
  - Für grünen Wasserstoff ist eine Dreifachanrechnung vorgesehen. Bis 2045 soll diese Anrechnungsmöglichkeit auslaufen.

[1] D. h., wenn die Biotreppe bei neu eingebauten Gaskesseln im Jahr 2030 zu einem Mindestanteil von 15 % z. B. Biomethan verpflichtet und die allgemeine Grüngasquote im Netz bei 5 % liegt, müssen Haushalte nur die zusätzliche Differenz von 10 % nachweisen, um die Anforderungen der Biotreppe zu erfüllen.

- Evaluierung: Sollte der Markthochlauf erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase zu langsam voranschreiten, soll die Möglichkeit bestehen, den Quotenhochlauf weiter zu verschieben.
- Wasserstoff: Die Beimischung von grünem und kohlenstoffarmem Wasserstoff soll nur dann auf die Quote anrechenbar sein, wenn er in Gasnetze eingespeist wird, für die ein Verteilernetzentwicklungsplan[2] die vollständige Umstellung auf Wasserstoff vorsieht.

3 Bewertung der flexiblen Quotenerfüllung

Die drei vorgesehenen Flexibilitätsoptionen zur Erfüllung der Quote haben das Potenzial, die Klimaschutzwirkung der Grüngas- und Grünheizölquote zusätzlich abzuschwächen.

Die Flexibilisierung des Erfüllungsjahres kann administrative Vorteile bringen, birgt aber auch das Risiko, die Wirkung der Quote abzuschwächen. Bis 2028, dem ersten Erfüllungsjahr mit einer Quote von 1 %, bleibt noch Zeit, die Bereitstellung der notwendigen Mengen erneuerbarer Brennstoffe zu organisieren. Auch der weitere Hochlauf in den ersten Jahren erscheint grundsätzlich machbar. Allerdings lässt sich der Gesamtabsatz nur ungenau prognostizieren, z. B. aufgrund von Witterungseinflüssen oder Lieferverzögerungen um wenige Tage. Ein gewisses Maß an Borrowing ist daher angeraten. Es ist aber nicht notwendig, den Inverkehrbringern bereits im Vorfeld die Möglichkeit einzuräumen, große Mengen erst im Folgejahr nachzuweisen. Aus Klimaschutzsicht muss Borrowing stark begrenzt sein, zumal sich dieser Mechanismus mit der Regelung zu den Ersatzzahlungen überschneidet. Banking hingegen könnte für den Hochlauf vorteilhaft sein. Es könnte sinnvoll sein, dass sich Akteure, die ihre Quote in einem frühen Jahr übererfüllen, diese Mehrmengen auf spätere Jahre anrechnen lassen können. Für den Klimaschutz ist nämlich nicht nur entscheidend, wie viele Tonnen Treibhausgas emittiert werden, sondern auch, wann – je früher Emissionen vermieden werden, desto besser.

Aus Klimaschutzsicht ist es wichtig, dass der Einsatz fossiler Brennstoffe tatsächlich reduziert wird. Ersatzzahlungen bei Verfehlung der Quote verhindern die Minderung von Treibhausgasemissionen. Die Höhe der Ersatzzahlungen sollte daher deutlich über den Mehrkosten der Beschaffung von Biomethan oder grünem Wasserstoff liegen, damit die Zahlung nicht zum wirtschaftlich attraktiveren Standardweg für die verpflichteten Inverkehrbringer wird. Aus Verbraucherschutzsicht sollten die zur Quote verpflichteten Inverkehrbringer die Ersatzzahlungen selbst tragen und diese Kosten nicht an die Haushalte weitergeben dürfen. Die Einnahmen aus den Ersatzzahlungen sollten gezielt für zusätzliche Klimaschutzinvestitionen im Gebäudesektor eingesetzt werden, beispielsweise zur Aufstockung der Bundesförderung für effiziente Gebäude oder zur Finanzierung von Maßnahmen im Rahmen des Sozialen Klimafonds.

Der Plan, Wasserstoff in der Industrie auf die Quote anzurechnen, ist aus mehreren Gründen problematisch. Erstens ist der Vorschlag inkonsistent: Die fossilen Gasmengen in der Industrie sollen explizit nicht Teil der Quote sein, die dort eingesetzten Mengen grünen und kohlenstoffarmen Wasserstoffs hingegen schon. Zweitens droht dies die Klimaschutzwirkung des Instruments im Gebäudesektor zu unterminieren, zumal für grünen Wasserstoff zunächst eine Dreifachanrechnung

[2] Im Entwurf zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wird das Instrument des Gasverteilernetzentwicklungsplans eingeführt (siehe Deutscher Bundestag (2026)). Mit diesem Plan legen Gasnetzbetreiber dar, wie sie ihr Netz transformieren wollen. Das kann entweder der erste Schritt zu einer Stilllegungsplanung sein oder die Transparenz schaffen, wie ein Netz auf 100 % erneuerbarer oder kohlenstoffarmer Gase umgestellt werden soll.

vorgesehen ist.[3] Drittens könnte diese Verknüpfung der Sektoren auch den langfristigen Hochlauf der Quote gefährden: Wenn die Quote in den Anfangsjahren leichter durch den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie erfüllt werden kann, schwächt dies die Anreize für notwendige Investitionen, beispielsweise in den Ausbau der Biomethanproduktion. Wenn in späteren Jahren die Anrechnung des industriellen Wasserstoffs zurückgefahren wird, aber keine ausreichende Biomethanproduktion zur Verfügung steht, könnte die Erfüllung der Grüngas- und Grünheizölquote zunehmend schwierig werden. Dadurch drohen sich notwendige Klimaschutzinvestitionen in die Zukunft zu verschieben. Im ungünstigsten Fall droht die weitere Verschiebung der Grüngasquote, da die Mengen für Haushalte nicht bereitgestellt werden können. Viertens ist es politisch schwer zu vermitteln, warum private Haushalte über ihre Gas- und Heizölrechnungen die Dekarbonisierung der Industrie finanzieren sollen.

Positiv anzumerken ist, dass Industrieanlagen, „die bereits eine staatliche Förderung zur Nutzung von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff erhalten“, nicht am Opt-in teilnehmen können sollen. Dies müsste auf die Anlagen der Stahl- und Zementindustrie zutreffen, deren Wasserstoffeinsatz bereits über CO_2-Differenzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD) gefördert wird. Es ist zudem anzunehmen, dass Anlagen, die mit staatlich geförderten Elektrolyseuren versorgt werden, ebenfalls ausgenommen sind. Der Wasserstoffeinsatz in Raffinerien hingegen wird z. B. durch die THG-Minderungsquote im Verkehrssektor angereizt, d. h. ohne staatliche Förderung. Eine genauere Prüfung, welche industriellen Wasserstoffanwendungen für die Grüngasquote infrage kommen, welche Mengen damit verbunden wären und welche Auswirkungen dies auf die Quotenerfüllung hätte, konnte im Rahmen dieser Kurzstudie nicht vorgenommen werden.

In den BMWE-Eckpunkten wird zudem als Prüfgegenstand die Option in den Raum gestellt, dass Wasserstoffeinsatz in Wärmenetzen zusätzlich auf die Quote angerechnet werden kann. Viele der oben angeführten Gegenargumente gelten auch hier. Um die Wirkung der Quote nicht zu unterminieren, wäre auch hier eine Regelung wichtig, die ausschließt, dass bereits anderweitig geförderte Anlagen in Betracht kommen. Ferner ist sicherzustellen, dass Biomethan oder grüner Wasserstoff, den Wärmenetzbetreiber zur Erfüllung ihrer Quotenverpflichtung nach § 29 Wärmeplanungsgesetz (Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen) einsetzen, nicht auf die Grüngasquote angerechnet wird.

4 Emissionsbilanz Biomethan

Das vorliegende Kurzgutachten betrachtet die Grüngasquote mit Blick auf die Klimaziele des Gebäudesektors. Für die Frage, welchen Beitrag die Quote zur sektorspezifischen Zielerreichung leistet, ist daher die Inventarlogik des Klimaschutzgesetzes (KSG) relevant. Diese ordnet Treibhausgasemissionen den jeweiligen Quell- und Berichtskategorien des KSG zu. Maßgeblich ist dabei, in welchem Sektor eine Emission entsteht, unabhängig davon, ob sie durch Aktivitäten innerhalb des Sektors oder durch Aktivitäten in einem anderen Sektor ausgelöst wird.[4] Das deutsche

[3] Das bedeutet, dass eine kWh Wasserstoff so viel zählen soll wie drei kWh Biomethan. Dies soll die höheren Kosten für Wasserstoff ausgleichen. Diese Anreizwirkung ist mit Perspektive auf die Dekarbonisierung der Industrie verständlich, ist aber mit der Grundidee der Grüngas- und Grünheizölquote – Klimaschutz im Gebäudesektor – nicht vereinbar.

[4] Dies gilt beispielsweise auch beim Umstieg von einem Gaskessel auf eine Wärmepumpe: Die gesamten fossilen Emissionen des Gaskessels fallen im Gebäudesektor weg. Die Emissionen aus der Erzeugung des für den Betrieb der Wärmepumpe benötigten Stroms werden im Sektor Energiewirtschaft bilanziert.

Inventar erfasst dabei nur Emissionen, die in Deutschland entstehen. Im Sinne dieser Bilanzierungslogik geht Biomethan im Gebäudesektor als erneuerbarer Brennstoff mit einem Emissionsfaktor von null ein.

Für eine sektorübergreifende Gesamtstrategie ist es dennoch wichtig, die sektorübergreifenden und ggf. länderübergreifenden Effekte in den Blick zu nehmen, also zu prüfen, welche Treibhausgasemissionen außerhalb des Gebäudesektors und ggf. außerhalb Deutschlands verursacht werden, wenn die Grüngasquote zu einem verstärkten Biomethaneinsatz bei der Gebäudewärme führt.

Im Falle von Biomethan entstehen Treibhausgasemissionen sowohl bei der Erzeugung von Biogas als auch bei dessen Aufbereitung zu Biomethan. Die Emissionen aus der Biogaserzeugung hängen insbesondere von den biogenen Substraten ab, aus denen das Biogas gewonnen wird, sowie vom eigentlichen Produktionsprozess. Diese Vorkettenemissionen fallen je nach Substrat, Anlagenbetrieb, Gärrestmanagement, Aufbereitungsverfahren und Energieversorgung unterschiedlich aus. Anhang VI der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001 (RED II) enthält hierfür pfadspezifische Standardwerte. Diese liegen für Gülle vor Abzug der Güllegutschrift[5]bei 42 g CO_2e/kWh und für Mais bei 108 g CO_2e/kWh.[6] Je nach Herkunft des Biomethans können die Emissionen in Deutschland oder im Ausland entstehen.

Schließlich können durch eine steigende Nachfrage nach Biomethan Landnutzungseffekte entstehen, die in der THG-Bilanzierung eine methodische Herausforderung darstellen (vgl. iLUC-Diskussion der Biokraftstoffe[7]). Eine Grüngasquote kann den Bedarf an Biomethan und damit den Flächendruck erhöhen, z. B. wenn zusätzliche Energiepflanzen angebaut oder Substrate aus anderen Nutzungen umgelenkt werden. Damit ist auch das Risiko indirekter THG-Emissionen verbunden.

Die GGQ-Eckpunkte sehen auch Wasserstoff als quotenerfüllenden Brennstoff vor. Dazu zählen z. B. grüner und blauer Wasserstoff. Die Klimabilanzierung von Wasserstoff basiert auf derselben Logik wie die von Biomethan. Dabei hängen die Vorkettenemissionen von Wasserstoff insbesondere vom Herstellungsverfahren und der Bereitstellungskette ab. Bei grünem Wasserstoff entstehen Emissionen vor allem bei der Herstellung der EE-Anlagen und Elektrolyseure, sowie durch Aufbereitung und Transport. Bei blauem Wasserstoff sind insbesondere die CO_2-Abscheiderate, die Methanemissionen bei Förderung und Transport des Erdgases sowie der Energiebedarf für Herstellung und CO_2-Speicherung entscheidend. Wasserstoff ist deswegen trotz einer Nutzung ohne direkte CO_2-Emissionen im Gebäude über seinen gesamten Lebenszyklus nicht emissionsfrei.

---

5 Zur Güllegutschrift: Bei den Ausgangssubstraten muss zwischen Reststoffen und eigens zur Energieerzeugung angebauten Energiepflanzen unterschieden werden. Der mit Abstand am häufigsten eingesetzte Reststoff ist Wirtschaftsdünger, meist in Form von Gülle oder Mist. Wird Wirtschaftsdünger konventionell gelagert, entstehen dabei klimaschädliche Methan- und Lachgasemissionen. Durch die Vergärung in einer Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Daher ist die Vergärung von Wirtschaftsdüngern in der Landwirtschaft eine THG-Vermeidungstechnologie. In der RED wird dieser Vorteil sogar als Güllebonus in Form negativer Emissionen berücksichtigt, der zwischen -403 und -446 g CO2e/kWh liegt, abhängig davon, ob auch die Gärreste gasdicht gelagert werden oder nicht (UBA 2025). Dieser positive Effekt gilt nicht für Energiepflanzen wie Mais. Hier entstehen mit Anbau, Ernte und Vergärung zusätzliche Treibhausgasemissionen eigens durch die Biomethanproduktion. Sie sind in der Bilanz zu berücksichtigen.

6 Werte jeweils unter Annahme eines geschlossenen Gärrückstandslagers sowie inkl. Abgasverbrennung.

7 Die iLUC-Diskussion (iLUC = indirect Land Use Change bzw. indirekte Landnutzungsänderung) befasst sich mit dem Effekt, dass der Anbau von Biomasse-Rohstoffen für Energie (z. B. Biodiesel) auf bestehenden Ackerflächen den Nahrungs- oder Futtermittelanbau verdrängt.

Die mit seiner Erzeugung verbundenen Emissionen fallen aber nach KSG-Inventarlogik in anderen Sektoren beziehungsweise im Ausland an.

Fazit: Die Grüngasquote verlagert Treibhausgasemissionen zwischen Sektoren. Im Gebäudesektor werden Biomethan sowie andere kohlenstoffarme Gase nach der Inventarlogik des KSG mit null bilanziert. Ersetzen Biomethan oder andere kohlenstoffarme Gase im Gebäudesektor Erdgas, sinken damit die im Gebäudesektor anfallenden Emissionen, während die mit der Erzeugung und Aufbereitung verbundenen Emissionen weiterhin anfallen, nur in anderen Sektoren oder im Ausland.

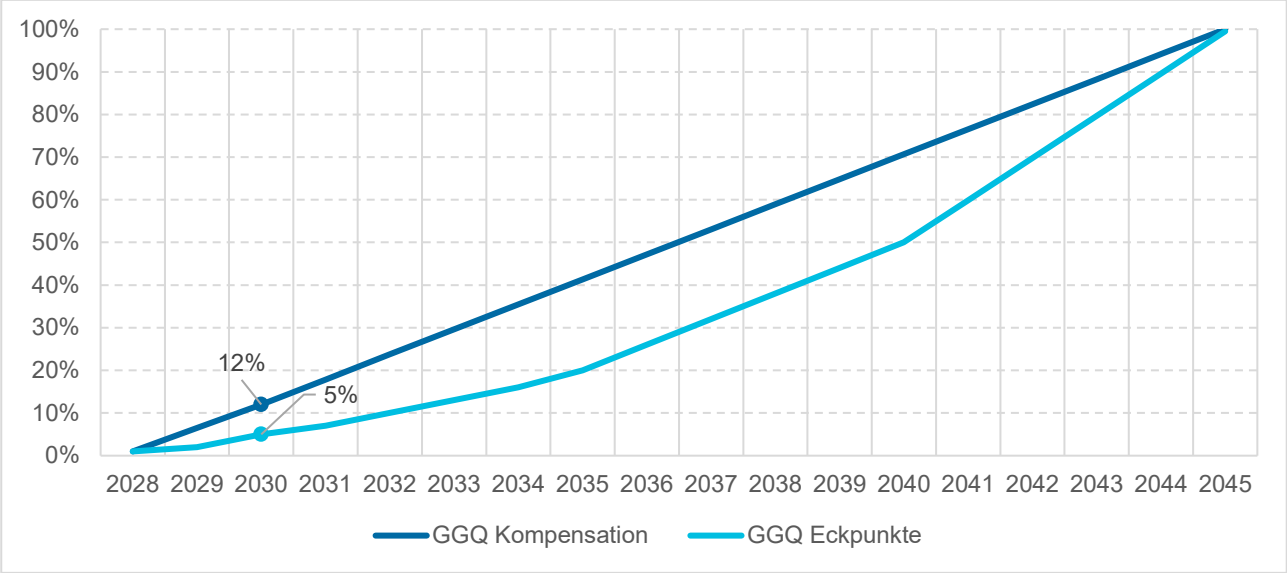
5 Szenarien zum Hochlauf der Quote

Im folgenden Kapitel wird der Hochlauf der Grüngas-/Grünheizölquote analysiert. Dazu werden zwei Szenarien für die Entwicklung der Quote betrachtet. Das erste Szenario orientiert sich an den in den BMWE-Eckpunkten genannten prozentualen Vorgaben für den Hochlauf. Das zweite Szenario ist so ausgestaltet, dass die im Jahr 2030 erzielten Treibhausgasminderungen durch die Quote denen der bisherigen 65-Prozent-Regel im GEG entsprechen. In den Berechnungen des Projektionsberichts 2026 wird die Minderungswirkung der 65-Prozent-Regel für das Jahr 2030 auf 7,8 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalente geschätzt (Tabelle 41 in UBA (2026b)). Dieser Wert wird im Jahr 2030 im Gebäudesektor erreicht, wenn im Segment der Wohngebäude ein Quotenwert von 12 % erreicht wird durch den Einsatz von Gasen und Heizölen, für die im Gebäudesektor keine Emissionen bilanziert werden. Für die Entwicklung des Gasverbrauchs bis 2030 wird dabei von einem konstanten Zubau an Kesseln auf dem Niveau des ersten Halbjahres 2026 ausgegangen. Für den weiteren Verlauf ab 2030 wird ein linearer Anstieg der Quote bis auf 100% im Jahr 2045 angenommen[8].

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Verlauf der Beimischungsquote in den beiden Szenarien. Im Szenario GGQ-Kompensation steigt die Quote deutlich schneller an und liegt durchgehend über den im Szenario GGQ-Eckpunkte vorgesehenen Werten. Im Jahr 2030 erreicht sie einen Wert von 12 %, was 7 Prozentpunkte über dem in den BMWE-Eckpunkten vorgesehenen Wert von 5 % liegt.

[8] Auch bei einem Anteil von 100 % grüner Gase ist keine vollständige Treibhausgasneutralität gewährleistet, da insbesondere bei Herstellung, Aufbereitung und Transport sowie durch Methanverluste weiterhin Treibhausgasemissionen entstehen.

Abbildung 5-1: Szenarien zum Hochlauf der Quote



Quelle: Eigene Berechnung und (BMWE 2026)

6 Einordnung der Wirtschaftlichkeit für Haushalte

Die ökonomische Einordnung der Grüngasquote erfolgt anhand von Vergleichsrechnungen zwischen Gaskessel und Wärmepumpe. Dabei wird zwischen den Perspektiven selbstnutzender Hauseigentümer*innen sowie Vermietender und Mietender differenziert.

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich erfolgt für ein typisches Einfamilienhaus (EFH) und ein größeres Mehrfamilienhaus (MFH) mit 35 Wohneinheiten, jeweils aus den 1960er Jahren. Die Parametrisierung der beiden Typgebäude in Bezug auf Gebäudegeometrie, bauphysikalische Gebäudemerkmale und energetische Kennwerte basiert auf der Gebäudetypologie des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU 2015). Betrachtet werden ein unsaniertes sowie ein teilsaniertes Gebäude, das in etwa die (bedingten) Sanierungsanforderungen des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG) erfüllt.[9]

Zunächst wird für beide Typgebäude unterstellt, dass im Jahr 2026 ein Austausch der Heizungsanlage erfolgt. Dabei werden zwei Heizungsalternativen verglichen: Erdgas-Brennwertkessel sowie Luft-Wasser-Wärmepumpe. Der Erdgaskessel unterliegt sowohl der Biotreppe nach § 43 GModG als auch der Grüngasquote, was zu einem steigenden Anteil an Biomethan führt. Biomethan aus der Grüngasquote wird auf die Biotreppe angerechnet. Für die Wärmepumpen werden konservative Jahresarbeitszahlen innerhalb der Spanne aktueller Monitoringprojekte unterstellt[10] (z. B. Fraunhofer ISE 2025).

In die Kostenanalyse fließen folgende Annahmen und Parameter ein:

- Investitionskosten: Die Kostenfunktionen für die Investitionskosten werden aus dem Technikkatalog des KWW (2026) übernommen, ebenso die Ansätze für die jährlichen

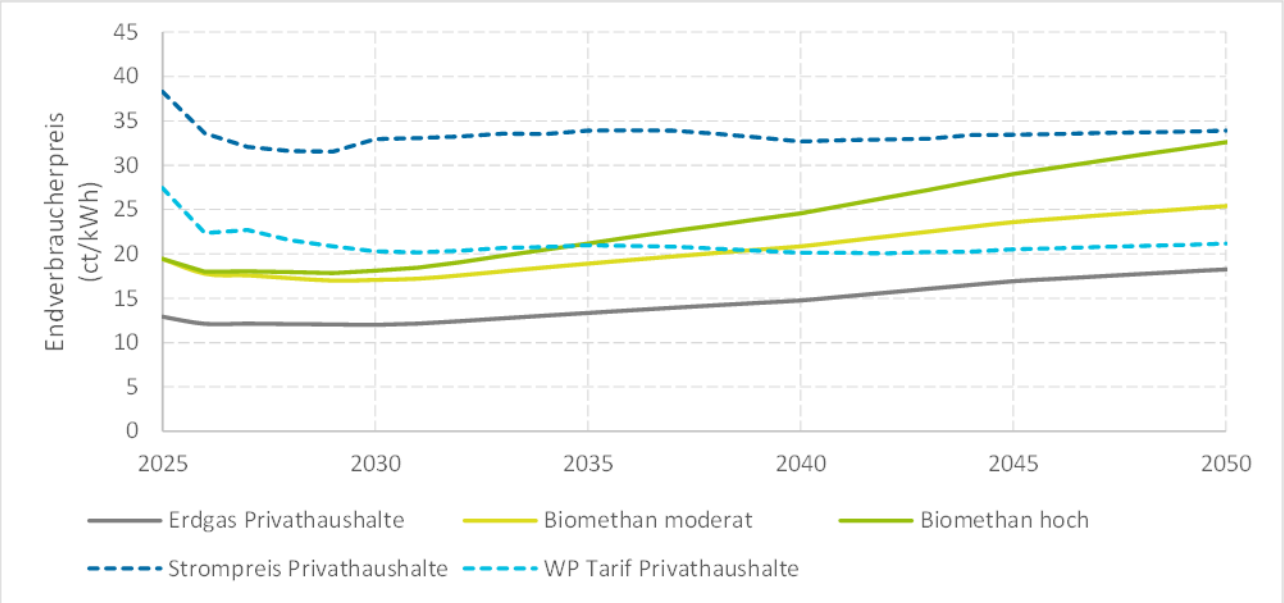
[9] Der Jahres-Primärenergiebedarf und der Transmissionswärmeverlust liegen maximal 40% über den Werten des Referenzgebäudes (§ 36 i. V. m § 36 GModG).

[10] MFH unsaniert: 2,3; MFH saniert: 2,7; EFH unsaniert: 2,5; EFH saniert: 3,0

Wartungskosten. Die Investitionskosten für die Anlagentechnik werden über eine rechnerische Nutzungsdauer von 20 Jahren umgelegt. Für die Wärmepumpe wird die Inanspruchnahme der BEG-Basisförderung in Höhe von 30 % der förderfähigen Kosten angenommen (insoweit die Fördervoraussetzungen erfüllt sind).

- Betriebskosten: Für die Entwicklung des Erdgaspreises wird der Preispfad aus dem Projektionsbericht 2026 übernommen (UBA 2026c). Dieser umfasst auch eine Projektion für die Netzentgelte sowie den CO_2-Preis. Dabei wird angenommen, dass sich die Netzentgelte bis 2045 mehr als verdoppeln. Der CO_2-Preis steigt bis 2045 auf rund 225 EUR/t.[11] Für den Betrieb der Wärmepumpe wird ein vergünstigter Wärmepumpentarif unterstellt. Für die Preisprojektion für Biomethan werden zwei Preispfade betrachtet, zum einen die Preisprojektion für Biomethan aus dem Projektionsbericht 2026 (Biomethan moderat), zum anderen ein Preispfad, der unterstellt, dass aufgrund von Nachfrageeffekten (Verknappungseffekte) der Beschaffungspreis für Biomethan in 2050 in etwa um einen Faktor 1,5 höher ist als im Projektionsbericht angenommen (Biomethan hoch, vgl. Abbildung 6-1). Für die jährlichen Wartungskosten werden ebenfalls die Ansätze aus dem KWW-Technikkatalog übernommen.

Abbildung 6-1: Energiepreisprojektionen für die Kostenanalyse



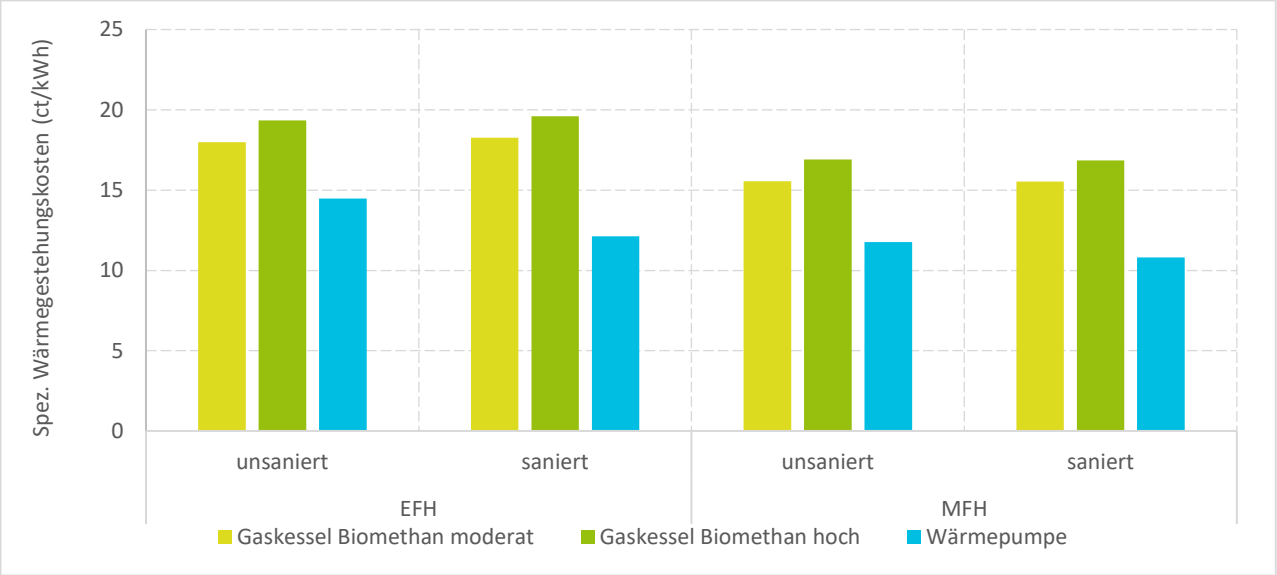
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2026a)

Der Kostenvergleich der beiden Heizsysteme Gaskessel und Wärmepumpe erfolgt in Form der durchschnittlichen Wärmegestehungskosten über die rechnerische Nutzungsdauer. Diese berechnen sich über den Kapitalwert[12] und die gesamte Wärmeerzeugung, die über die rechnerische Anlagennutzungsdauer von 20 Jahren anfällt.

Abbildung 6-2 vergleicht für den GGQ-Hochlaufpfad des Eckpunktepapiers die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten eines Gaskessels mit denen einer Wärmepumpe für den Fall der Eigennutzung, differenziert nach den beiden Biomethan-Preispfaden.

[11] Alle Preise sind inflationsbereinigt in realen Werten angegeben.
[12] Gerechnet wird mit einer Diskontrate von 2%. Alle Ergebnisse sind reale Kosten mit der Preisbasis 2024.

Abbildung 6-2: Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten bei Eigennutzung, differenziert nach Typgebäude und Biomethan-Preispfad

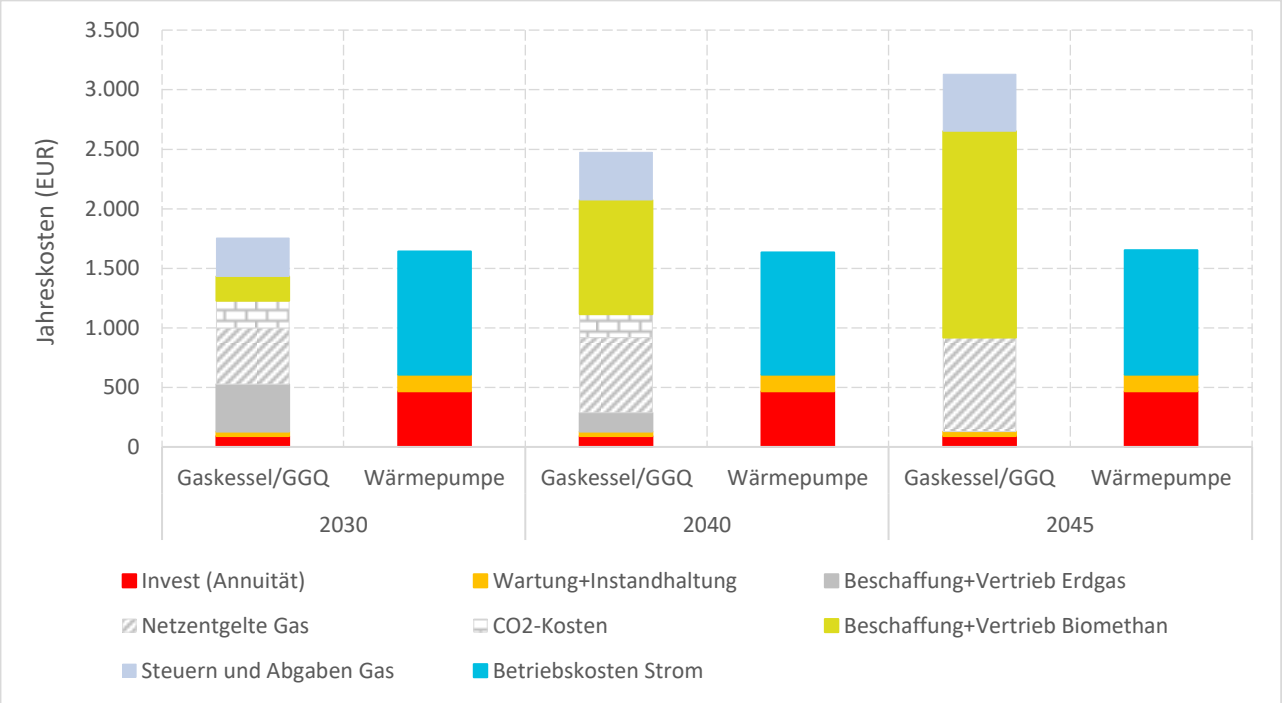


Quelle: Eigene Berechnung

Die Kostenrechnungen zeigen: Bei den durchschnittlichen spezifischen Wärmekosten ist die Wärmepumpe stets günstiger als der Gaskessel. Das gilt auch dann, wenn für Biomethan der moderate Preispfad angenommen wird.

Zum Vergleich der absoluten Kostenbelastung zeigt Abbildung 6-3 die Jahreskosten für eine Typwohnung in einem unsanierten Mehrfamilienhaus aus Sicht selbstnutzender Eigentümer*innen (Wohnfläche 70m^2, Wärmeenergieverbrauch 180 kWh/m^{2}a). Für die Preisentwicklung von Biomethan wird dabei der moderate Preispfad unterstellt. Dargestellt sind die Jahreskosten für 2030, 2040 und 2045. Die Investitionskosten (bei der Wärmepumpe abzgl. Förderung) sind in Form von Annuitäten ausgewiesen.

Abbildung 6-3: Vergleich der Jahreskosten für eine Typwohnung in einem Mehrfamilienhaus bei Eigennutzung

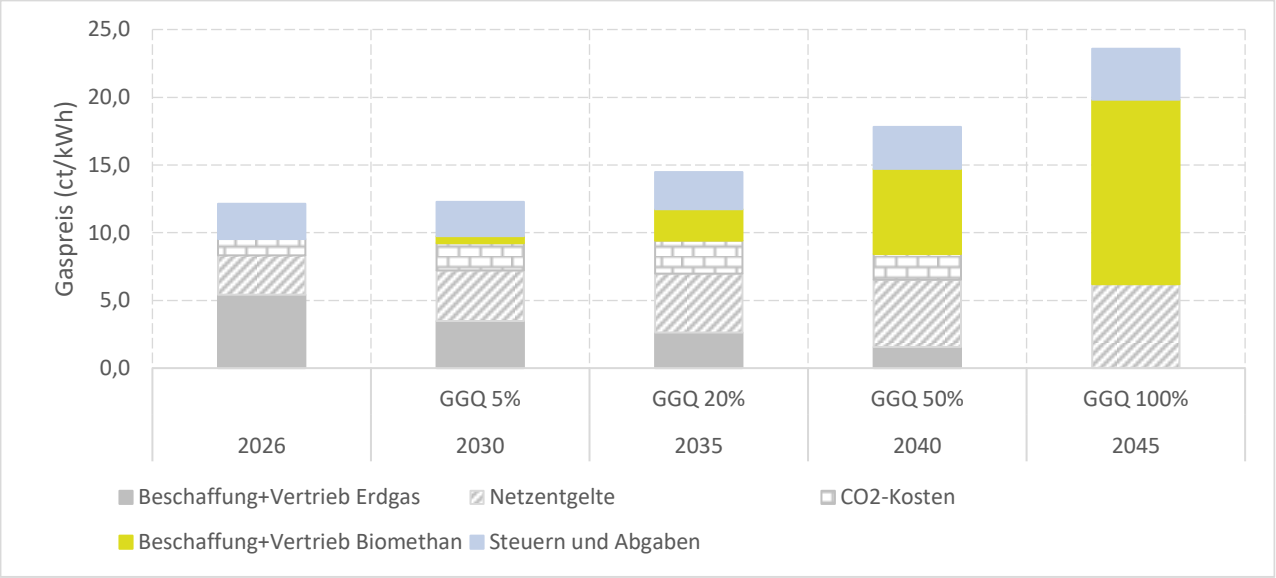


Quelle: Eigene Berechnungen

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Wärmepumpe auch hinsichtlich der absoluten Kostenbelastung über den gesamten Betrachtungszeitraum die günstigere Heizungsvariante ist. Der Kostenvorteil wächst im Zeitverlauf deutlich. Ursächlich hierfür sind vor allem die steigenden Energiekosten, die aus dem zunehmenden Biomethan-Anteil infolge der Biotreppe und der Grüngasquote resultieren.

Die Kostenvergleiche in den voranstehenden Abbildungen beziehen sich auf die Installation einer neuen Heizungsanlage und berücksichtigen daher auch die damit verbundenen Investitionskosten. Demgegenüber zeigt Abbildung 6-4 die Entwicklung der spezifischen Energiekosten beim Weiterbetrieb eines bestehenden Gaskessels, für den die Grüngasquote, aber nicht die Biotreppe gilt.

Abbildung 6-4: Entwicklung der spezifischen Energiekosten beim Weiterbetrieb eines bestehenden Gaskessels bei Eigennutzung



Quelle: Eigene Berechnungen

Im Ergebnis zeigt sich, dass die spezifischen Energiekosten für den Gasbezug (Erdgas mit ansteigenden Biomethan-Anteilen) nach 2030 deutlich steigen. Maßgeblich für diesen Anstieg sind vor allem die Bezugskosten für Biomethan. In Mietverhältnissen wird die daraus resultierende Mehrbelastung nach aktueller Rechtslage vollständig von den Mieterinnen und Mietern getragen. Für Mietende ergibt sich somit ein vergleichbarer Preisanstieg; lediglich die CO_2-Kosten werden zwischen Mietenden und Vermietenden aufgeteilt. Für Mietende würden sich damit bis 2045 die jährlichen Heizkosten nahezu verdoppeln.

Für die Einordnung der Kostenanalysen sind außerdem folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Die Ergebnisse beruhen auf der Annahme eines ökonomisch rationalen Investitionsverhaltens von Hauseigentümer*innen. In der Praxis werden Investitionsentscheidungen jedoch häufig nicht allein anhand der über die gesamte Nutzungsdauer anfallenden Kosten getroffen. Energiepreisprojektionen sind mit erheblichen Unsicherheiten verbunden; viele Eigentümer*innen orientieren sich deshalb eher an den aktuellen Preisniveaus oder verzichten auf langfristige Kostenvergleiche. Andere gewichten vor allem die anfänglichen Anschaffungskosten und die kurzfristige Finanzierbarkeit. Das kann dazu führen, dass trotz möglicher höherer Betriebskosten eine Investition in einen Gaskessel gegenüber einer klimafreundlicheren Alternative wie einer Wärmepumpe bevorzugt wird (vgl. u. a. Bürger und Braungardt 2026).

- Die zugrunde gelegte Entwicklung der Erdgasnetzentgelte beeinflusst die Bewertung der Erdgasoption. Im Projektionsbericht 2026 wird angenommen, dass sich die Netzentgelte bis 2045 in etwa verdoppeln. Andere Abschätzungen rechnen mit einem deutlich stärkeren Anstieg (z. B. Agora Energiewende 2023). Eine solche Entwicklung würde die Nutzung von Erdgas zusätzlich verteuern und damit seine relative Wirtschaftlichkeit gegenüber alternativen Heizoptionen verschlechtern.

- Bei der Entwicklung der Gasnetzentgelte sind zudem die Wechselwirkungen zwischen der Wahl des Heizsystems, der Biomethannachfrage und der Auslastung der Gasverteilnetze zu berücksichtigen. Steigen viele Hauseigentümer*innen zügig auf Wärmepumpen um, sinkt unter sonst gleichen Bedingungen die Nachfrage nach Gas und damit auch nach Biomethan. Dies kann den Preisdruck auf Biomethan mindern. Gleichzeitig verteilen sich die weitgehend fixen Kosten der Gasverteilnetze auf geringere Absatzmengen und weniger Anschlussnutzer*innen, sodass die Netzentgelte für die verbleibenden Gasverbraucher*innen steigen können. Entscheiden sich hingegen viele Hauseigentümer*innen für den Einbau oder den Weiterbetrieb eines Gaskessels, bleibt die Gasnachfrage zunächst auf einem höheren Niveau. Mit steigenden vorgeschriebenen Biomethan-Anteilen kann die entsprechend höhere Nachfrage nach Biomethan bei begrenztem Angebot zu höheren Preisen führen. Zugleich kann die höhere Auslastung der Gasverteilnetze den Anstieg der Netzentgelte dämpfen. In welchem Umfang diese gegenläufigen Effekte die Gesamtkosten des Gasbezugs beeinflussen, konnte im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie nicht quantifiziert werden.

- Die Preisprojektion für Biomethan ist mit Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Nachfrageentwicklung verbunden. Sollte infolge von GGQ und Biotreppe die Nachfrage deutlich steigen, könnte dies zu einem stärkeren Preisanstieg führen, als in den hier gezeigten Wirtschaftlichkeitsvergleichen hinterlegt. Wird zur Quotenerfüllung anstelle von Biomethan Wasserstoff eingesetzt, sind die Preisprojektionen noch unsicherer.

- Langfristige Energiepreisprojektionen sind grundsätzlich mit hoher Unsicherheit behaftet, unter anderem aufgrund möglicher globaler Krisen. Dies gilt besonders für fossile Brennstoffe, deren Preise stark von internationalen Märkten und geopolitischen Entwicklungen abhängen. Ein von erneuerbaren Energien dominiertes Stromsystem ist solchen Preisschocks weniger direkt ausgesetzt. Die Wärmepumpenoption kann daher gegenüber der Gaskesseloption als resilienter gegenüber unvorhersehbaren Preissprüngen bewertet werden.

7 Handlungsempfehlung zur Wirkung im Mietwohnbereich

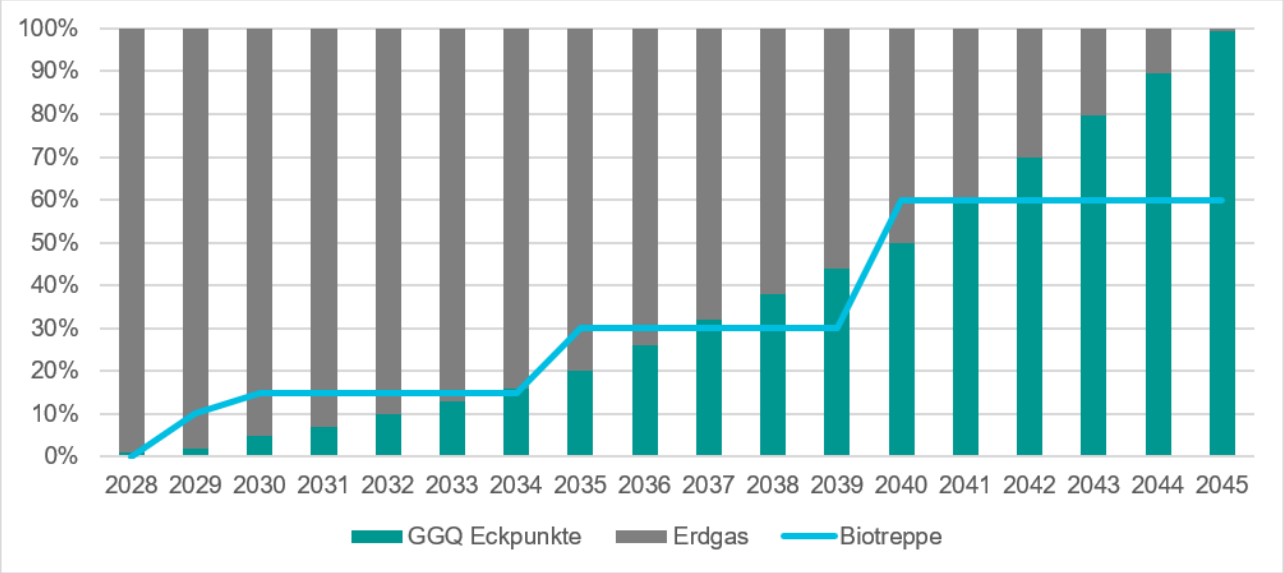
Neben Fragen der Kosten und des Klimaschutzes sind auch die sozialen Auswirkungen bei der Ausgestaltung der Grüngas- und Grünheizölquote von Belang. Dabei ist insbesondere die Wirkung im Mietwohnbereich relevant, da hier der Anteil an Haushalten mit geringem Einkommen besonders hoch ist (vgl. z. B. Abbildung 6 in Öko-Institut (2022)).

Deshalb wurden im Zuge des Gebäudemodernisierungsgesetzes im CO_2-Kostenaufteilungsgesetz Regelungen eingeführt. Bei seit dem 29. Juli 2026 neu eingebauten Gas- und Heizölkesseln müssen Vermietende ab 2028 die Hälfte der Gas-Netzentgelte (für die gesamte Gaslieferung), der auf den Erdgasanteil entfallenden CO_2-Kosten sowie ab 2029 die Hälfte der Kosten des aus der Biotreppe resultierenden Biomethananteils übernehmen. Die Regelungen zur Kostenaufteilung bei der Biotreppe sollen sicherstellen, dass die Mehrkosten für den Einsatz klimafreundlicher Brennstoffe nicht allein von den Mietenden getragen werden.

Da die Grüngasquote auf die Anforderungen der Biotreppe „angerechnet“ werden kann, ergeben sich Wechselwirkungen zwischen beiden Instrumenten. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, gibt die Grüngasquote ab 2037 höhere Anteile erneuerbarer und kohlenstoffarmer Brennstoffe vor als die Biotreppe. Außerdem gilt die hälftige Verteilung der Biotreppen-Kosten nur bis zu einem Anteil von 30 % (§ 5a CO2KostAufG). In diesen Fällen entstehen durch die Biotreppe keine zusätzlichen Brennstoffkosten über die ohnehin durch die Grüngasquote verursachten Kosten hinaus. Die

vorgesehene Kostenaufteilung für die Biotreppe könnte damit ins Leere laufen, während die Mehrkosten der Grüngasquote vollständig von den Mietenden getragen würden.

Abbildung 7-1: Verhältnis zwischen Grüngasquote und Biotreppe



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWE (2026) und § 43 GModG

Deshalb schlagen wir vor, dass die Regelungen zur Aufteilung der Kosten für die Biotreppe auf die Grüngasquote ausgeweitet werden.

Dabei ist sicherzustellen, dass sämtliche durch den verpflichtenden Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase entstehenden Kosten in die Kostenaufteilung einbezogen werden, unabhängig davon, ob sie auf die Biotreppe oder die Grüngasquote zurückgehen. Nur so kann verhindert werden, dass die mit der Biotreppe eingeführten Mieterschutzregelungen für neu installierte Kessel durch die Grüngasquote faktisch ausgehebelt werden.

Darüber hinaus schlagen wir vor, dass auch bei bestehenden Kesseln die Mehrkosten der Grüngas- und Grünheizölquote hälftig zwischen Vermietenden und Mietenden aufgeteilt werden. Eine einheitliche Behandlung der Kosten für erneuerbare Brennstoffe im Mietwohnbereich reduziert die Komplexität der Regelung. Für die Inverkehrbringer ist die Unterscheidung zwischen neu installiertem und bestehendem Kessel mit erheblichem zusätzlichem administrativem Aufwand verbunden, den unser Vorschlag wirksam vermeidet.

Bislang gilt die hälftige Aufteilung der Kosten für die Biotreppe bei neu installierten Kesseln nur bis zu einem Anteil von 30 % (§ 5a CO2KostAufG). Darüber hinaus zahlen die Mietenden. Würde nun festgelegt, dass die Kosten der Grüngasquote hälftig zwischen Mietenden und Vermietenden aufgeteilt werden, könnte diese Ungereimtheit aufgelöst werden.

Zur Veranschaulichung der entsprechenden Verteilungswirkungen vergleicht Abbildung 7-2 für das unsanierte Typ-MFH die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten für Vermietende und Mietende für eine Heizung, die im Jahr 2026 ausgetauscht wurde (rechnerische Anlagennutzungsdauer von 20 Jahren). Dabei wird für Biomethan der moderate Preishochlauf zugrunde gelegt.

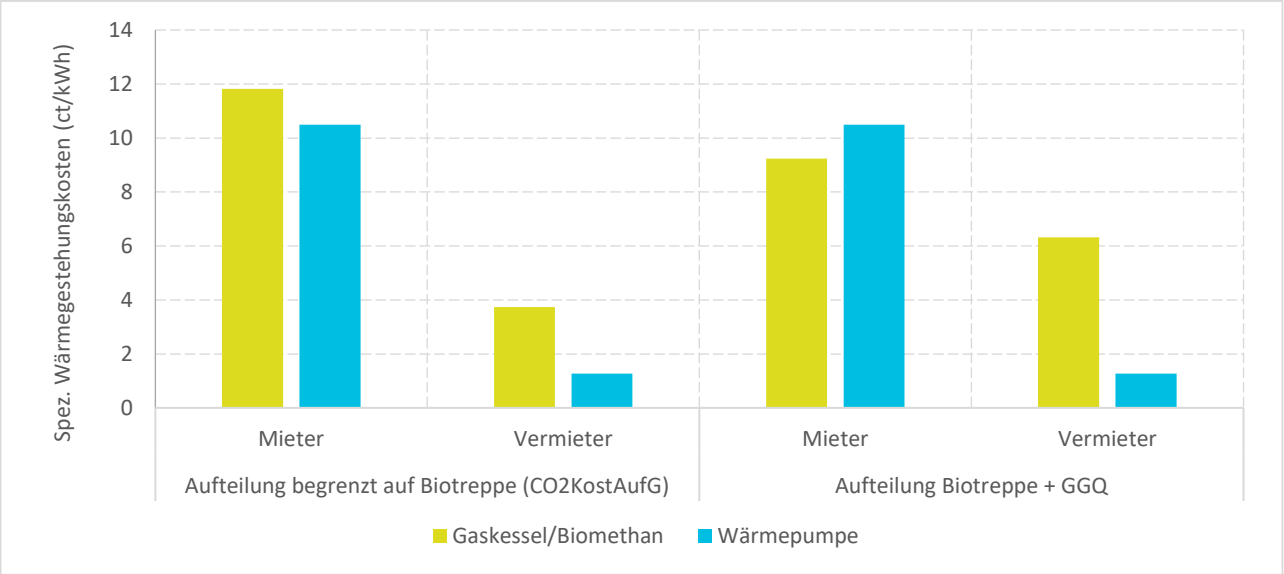
Im Falle der Wärmepumpe legen Vermietende die Investitionskosten anteilig auf die Mietenden um. Hier greift § 559e BGB: Demnach dürfen Vermietende pro Jahr maximal 10% der aufgebrachten

Investitionskosten (abzgl. Förderung) auf die Mietenden umlegen, solange sich die Miete um nicht mehr als 0,5 EUR/m² Wohnfläche erhöht. Beim Gaskessel erfolgt keine Umlage der Investitionskosten. Hier greifen allerdings die mieterschutzrechtlichen Regelungen aus § 5a CO2KostAufG.

Der linke Teil der Abbildung spiegelt die aktuelle Rechtslage wider, nach der zwischen Vermietenden und Mietenden „nur“ die Kosten der Biotreppe nach dem im CO2KostAufG festgelegten Schlüssel aufgeteilt werden. Das Ergebnis zeigt, dass für beide Seiten die Wärmepumpe die kostengünstigere Heizungsalternative darstellt. Vermietende können ihre Investition über die Modernisierungsumlage nahezu vollständig refinanzieren. Mietende haben trotz dieser Umlage geringere Wärmekosten, weil die Betriebskosten (Stromkosten) deutlich niedriger sind als beim Gaskessel. Beim Gaskessel tragen Vermietende einen Teil der mit der Biotreppe verbundenen Mehrkosten, aber nicht die der Grüngasquote, wobei die Grüngasquote auf die Biotreppe angerechnet wird.

Im rechten Teil der Abbildung wird unterstellt, dass entsprechend dem obigen Vorschlag neben den Kosten der Biotreppe auch die mit der Grüngasquote verbundenen Mehrkosten hälftig zwischen Vermietenden und Mietenden aufgeteilt werden. Damit würde der gesamte mit dem Biomethaneinsatz verbundene Kostenblock auf die beiden Parteien aufgeteilt. Es wird deutlich, dass eine hälftige Aufteilung der mit der Grüngasquote verbundenen Mehrkosten die Mietenden deutlich entlasten würde.

Abbildung 7-2: Verteilung der spezifischen Wärmegestehungskosten bei einem unsanierten Mietgebäude



Quelle: Eigene Berechnungen

Die Grüngasquote führt dazu, dass auch bei Bestandsheizungen Mehrkosten für erneuerbare und kohlenstoffarme Brennstoffe anfallen. Grundsätzlich ist es positiv zu bewerten, dass Klimaschutz im Heizungskeller so nicht mehr allein vom Investitionszeitpunkt der Heizung abhängt. Zum einen werden durch erneuerbare und kohlenstoffarme Brennstoffe direkte Emissionen bei Bestandsheizungen reduziert – allerdings nicht auf null, da für diese Brennstoffe immer noch Emissionen anfallen bei ihrer Produktion. Zum anderen wirken die Preissignale durch den sich langsam verteuernden Brennstoffmix analog zu einer CO_2-Bepreisung und können zu einem

Heizungswechsel, z. B. zur Wärmepumpe anregen. Im Mietwohnbereich mit dem Vermieter-Mieter-Dilemma läuft diese preisliche Anreizwirkung der Grüngasquote allerdings ins Leere, da das mit den Mehrkosten verbundene Preissignal nicht bei den Akteuren ankommt, die über das Heizungssystem entscheiden, den Vermietenden. Indem Vermietende hälftig an den Kosten der Quote beteiligt werden, kann dieses Hemmnis abgeschwächt werden.

8 Zusammenfassende Bewertung

Tabelle 8-1 fasst die Bewertung der BMWE-Eckpunkte zur Grüngas-/Grünheizölquote zusammen und enthält Vorschläge für deren Anpassung.

Tabelle 8-1: Bewertung der Eckpunkte und Handlungsempfehlungen

Aspekt	Bewertung	Vorschlag
Quotenbasis: nur private Haushalte	Dies steht im Widerspruch zu der Ankündigung in § 42a GModG, der die „Wärmeversorgung von Gebäuden“ nennt und damit auch Nichtwohngebäude einschließt. Rund ein Viertel des fossilen Energieverbrauchs im Gebäudesektor entfällt auf den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) (AGEB 2026). Ihn aus der Quote auszunehmen, würde demnach auch ihre Klimaschutzwirkung um rund ein Viertel reduzieren. Zudem schafft die Unterscheidung unnötige Bürokratie.	Die Quote sollte sich nicht auf private Haushalte beschränken, sondern für alle Verbräuche zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden gemäß GModG gelten, unabhängig von der Nutzung des Gebäudes.
Definition	Die Definition erneuerbarer und kohlenstoffarmer Brennstoffe gemäß den EU-Richtlinien sorgt für Einheitlichkeit. Dies schließt aber auch Brennstoffe ein, die auf Basis fossiler Energieträger hergestellt werden, und differenziert nicht zwischen der Emissionsintensität der Brennstoffe.	Zur Verbesserung der Lenkungswirkung bieten sich Festlegungen an, dass die Quote nur mit grünem Wasserstoff und nachhaltig verfügbarem Biomethan erfüllt werden darf.
Hochlauf	Dass die Quote nur langsam anläuft, verschiebt die Herausforderung, die Emissionen im Gebäudesektor signifikant zu senken, in die Zukunft.	Ein linearer Hochlauf hätte eine stärkere Minderungswirkung als der in den Eckpunkten vorgeschlagene Hochlaufpfad.
Ergänzung um absolute Mengenziele und eine Strategie zum Hochlauf der nachhaltigen Produktion	Angesichts der Ausgestaltung der Quote ist es nachvollziehbar, dass die einzelnen Inverkehrbringer jeweils verpflichtet sind, einen festen Anteil erneuerbarer Brennstoffe nachzuweisen. Je nachdem, wie hoch ihr Gesamtabsatz ist, ergibt sich die absolute Menge, die sie beschaffen müssen. Die Verfügbarkeit von Biomethan und Wasserstoff ist jedoch stark begrenzt. Die Brennstoffe müssen zudem auf verschiedene Sektoren aufgeteilt werden. Ohne eine Strategie für den Hochlauf des Angebots droht die politisch gesteigerte Nachfrage zu hohen Kosten für erneuerbare Brennstoffe zu führen.	Das Gesetz zur Grüngasquote sollte nicht nur Prozentwerte für die Inverkehrbringer definieren, sondern auch einen absoluten Zielpfad für den Hochlauf erneuerbarer Brennstoffe festlegen. Dieser muss am nachhaltig verfügbaren Potenzial ausgerichtet werden.
Handelbarkeit	Dass die Nachweise zur Quotenerfüllung gehandelt werden können, ist für die Flexibilität der Marktakteure begrüßenswert.	Kein Anpassungsbedarf

Flexibilisierung des Erfüllungsjahres	Es ist nicht ersichtlich, warum verpflichtete Inverkehrbringer eine Unterschreitung der Quote um erhebliche Mengen in einem Jahr durch eine Übererfüllung in den Folgejahren ausgleichen dürfen sollten. Wenn jemand vorab übererfüllt, kann es aber vertretbar sein, dies auf Folgejahre anzurechnen.	Borrowing sollte nur zum Ausgleich von Prognoseunsicherheiten möglich sein.
Ersatzzahlungen	Ersatzzahlungen dürfen die tatsächliche Quotenerfüllung nicht systematisch wirtschaftlich unattraktiv machen. Andernfalls wird die durch den Brennstoffwechsel angestrebte Klimaschutzwirkung abgeschwächt.	Die Ersatzzahlungen sollten so bemessen werden, dass die Verfehlung der Quote grundsätzlich deutlich teurer ist als ihre ordnungsgemäße Erfüllung, z. B. mit Biomethan. Zusätzlich sollte eine Nachholungspflicht innerhalb eines Jahres eingeführt werden. Es sollte zudem festgelegt werden, dass die Kosten der Ersatzzahlungen nicht auf Endverbraucher*innen umgelegt werden dürfen, sondern von den Inverkehrbringern getragen werden müssen. Die Einnahmen aus den Ersatzzahlungen sollten zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen im Gebäudesektor zugutekommen.
Anrechnung von industriellem Wasserstoff	Insbesondere durch die vorgesehene Dreifachanrechnung droht die Klimaschutzwirkung im Gebäudesektor verwässert zu werden. Zugleich könnte die Anrechnung den notwendigen Hochlauf der Biomethanproduktion verzögern und damit die langfristige Erfüllbarkeit der Quote gefährden. Schließlich ist auch die Verteilungswirkung sehr fragwürdig, wenn private Haushalte über ihre Gas- und Heizölrechnungen die Dekarbonisierung der Industrie finanzieren sollen.	Diese Flexibilisierungsoption sollte gestrichen werden.
Anrechnung von Wasserstoff in Wärmenetzen	Es wird der Prüfauftrag formuliert, ob Wasserstoffeinsatz in Wärmenetzen auf die Quote angerechnet werden kann.	Diese Flexibilitätsoption sollte gestrichen werden. Wird sie doch eingeführt, sollte sie für Anlagen in Wärmenetzen ausgeschlossen werden, die staatliche Förderung erhalten haben. Zudem sollten Grüngas-/Grünölmengen ausgenommen werden, die zur Erfüllung der EE-Quote nach § 29 WPG eingesetzt werden.
Wasserstoff-Anrechnung nur	Es bedarf zusätzlicher Investitionen in das Gasnetz, damit Wasserstoff beigemischt werden kann. Diese sind	Kein Anpassungsbedarf

mit Gasverteilernetz entwicklungsplan	betriebswirtschaftlich v. a. dann sinnvoll, wenn das Gasnetz auch langfristig komplett auf Wasserstoff umgestellt wird. Deshalb ist die Anforderung zu begrüßen, dass die Beimischung von Wasserstoff nur anrechenbar sein soll, wenn ein Gasverteilernetzentwicklungsplan vorliegt, in dem sich der Netzbetreiber zu einer dahingehenden Transformation verpflichtet. Eine Auswertung der bislang vorliegenden kommunalen Wärmepläne zeigt, dass nur sehr wenige Kommunen mit einem hohen Anteil von Wasserstoff zur Gebäudeversorgung planen (Öko-Institut; Fraunhofer ISE 2026).	
Evaluierung	Eine Evaluierung ist grundsätzlich sinnvoll. Eine weitere Verschiebung des Quotenhochlaufs verringert jedoch die kumulierte Minderungswirkung. Angesichts der bestehenden Verfehlung der Klimaziele scheint hierfür kein Spielraum gegeben. Zudem fehlt eine Evaluierung der Klimaschutzwirkung bislang in den Eckpunkten.	Zeigt die Evaluierung, dass die Quote und die mit ihr erreichten Emissionseinsparungen durch eine zu geringe Marktentwicklung nicht erfüllt werden kann, müssen andere Mechanismen inklusive weiterer ordnungsrechtlicher Vorgaben greifen.
Zusammenspiel mit Biotreppe und Mieterschutz	Da die Quote auf die Biotreppe angerechnet wird, unterminiert sie die Mieterschutzregelung, die für die Mehrkosten der Biotreppe bei neuen Kesseln getroffen wurde (siehe Kapitel 7). Außerdem stellt eine unterschiedliche Abrechnung der gelieferten Brennstoffe je nach Kesselalter eine große administrative Herausforderung für die Inverkehrbringer dar.	Die Mehrkosten durch die Grüngas-/Grünheizölquote sollten im Mietwohnbereich einheitlich hälftig zwischen Mietenden und Vermietenden aufgeteilt werden – bei neuen und bestehenden Kesseln.

Quelle: Eigene Bewertung

Es ist zu begrüßen, dass mit dem Bekanntwerden der BMWE-Eckpunkte nun eine öffentliche Debatte darüber beginnen kann, wie die Grüngas- und Grünheizölquote möglichst zielführend ausgestaltet werden sollte. Grundsätzlich ist dabei anzumerken, dass das Instrument nur bedingt geeignet ist, eine klimaschützende, kosteneffiziente und sozialgerechte Transformation des Gebäudesektors voranzutreiben. Erneuerbare und kohlenstoffarme Gase bleiben auf absehbare Zeit knapp und teuer und werden insbesondere in schwer elektrifizierbaren Anwendungen, beispielsweise in Teilen der Industrie, benötigt. Für eine klimaneutrale Wärmeversorgung von Gebäuden stehen mit Wärmepumpen und erneuerbaren Wärmenetzen hingegen bereits zwei geeignete Technologien bzw. Infrastrukturen zur Verfügung. Der breite Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase zur Gebäudeheizung stellt daher eine volkswirtschaftlich wenig effiziente Verwendung knapper Ressourcen dar und kann zu hohen Kosten führen. Eine aktuelle Studie des Öko-Instituts zeigt, dass die nachhaltig verfügbaren Biomethanpotenziale begrenzt sind und nicht ausreichen, um sämtliche erwarteten Bedarfe zu decken (UBA 2026d). Die zusätzliche Nachfrage durch die Grüngasquote droht diese Knappheit weiter zu verschärfen und die Preise zu erhöhen. Hinzu kommt, dass Biomethan über seinen gesamten Lebenszyklus nicht klimaneutral ist. Je nach Herstellungspfad entstehen unter anderem Emissionen durch Methanverluste, landwirtschaftliche Prozesse und Landnutzungsänderungen.

Die Grüngas- und Grünheizölquote ist nun allerdings Teil des politischen Kompromisses, mit dem einerseits die bisherigen Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes an neue Heizungen abgeschafft werden und andererseits weiterhin Klimaschutz im Gebäudesektor vorangetrieben werden soll. Sollte an diesem Weg festgehalten werden, ist es umso wichtiger, dass die Klimaschutzwirkung des Instruments nicht durch einen zu langsamen Quotenhochlauf und weitreichende Flexibilitätsoptionen zusätzlich abgeschwächt wird. Gleichzeitig müssen verlässliche Unterstützungsangebote für den Umstieg auf Wärmepumpen und erneuerbare Wärmenetze erhalten bleiben und ausgebaut werden. Denn für Haushalte ist es angesichts absehbar steigender Kosten der Gasversorgung langfristig sinnvoll, sich möglichst frühzeitig von fossilen Heizsystemen unabhängig zu machen. Mit der Reform der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) im Juli 2026 wurde der einkommensabhängige Förderansatz weiterentwickelt und insbesondere die Förderung für Haushalte mit geringen Einkommen verbessert. Diesen sozialen Fokus gilt es beizubehalten. Zugleich müssen bestehende Finanzierungshürden abgebaut und Haushalte stärker bei der praktischen Umsetzung des Heizungstauschs unterstützt werden. Die EU-Gebäuderichtlinie sieht hierfür unter anderem die Einrichtung zentraler Anlaufstellen vor, die Haushalte von der Beratung über die Finanzierung bis zur Umsetzung begleiten sollen. Ein Konzept der Bundesregierung für deren flächendeckende Umsetzung in Deutschland steht bislang aus.

Darüber hinaus bedarf es einer nationalen Biomethanstrategie, die den Ausbau der Produktion und den zukünftigen Einsatz von Biomethan über die verschiedenen Sektoren hinweg koordiniert. Angesichts der begrenzten nachhaltigen Potenziale muss geklärt werden, in welchen Anwendungen Biomethan langfristig benötigt wird und wo kostengünstigere und nachhaltigere Alternativen zur Verfügung stehen. Gleichzeitig sollte die Strategie aufzeigen, ob und, wenn ja, wie zusätzliche nachhaltige Biomethanmengen, insbesondere aus Rest- und Abfallstoffen, erschlossen und Investitionen in entsprechende Produktionskapazitäten angereizt werden können. Dazu gehören auch klare Nachhaltigkeitsanforderungen und verlässliche Rahmenbedingungen für die Produzenten. Die Grüngasquote allein kann eine solche übergreifende Strategie nicht ersetzen. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass der durch die Quote ausgelöste Nachfrageanstieg nicht zu einer ineffizienten Verteilung knapper Biomethanmengen und dauerhaft hohen Kosten führt.

Überdies braucht es zusätzlicher Impulse für eine sozialgerechte Wärmewende im Mietwohnbereich. Dies wird mit Blick auf die Grüngas- und Grünheizölquote besonders deutlich. Denn die Leidtragenden einer Wärmeversorgung mit zunehmend teuren Gasen sind insbesondere Mietende mit geringem Einkommen, die nicht selbst über das Heizungssystem ihres Gebäudes entscheiden können und den steigenden Brennstoffkosten weitgehend ausgeliefert sind. Die zentrale Handlungsempfehlung dieses Gutachtens ist daher, den im GModG gefundenen Kompromiss zur Kostenaufteilung bei der Biotreppe konsequent auf die Grüngas- und Grünheizölquote zu übertragen. In diesem Sinne sollten auch die durch die Quote verursachten Kosten im Mietwohnbereich hälftig zwischen Mietenden und Vermietenden aufgeteilt werden. Damit würde sichergestellt, dass nicht allein die Mietenden die Kosten einer Wärmeversorgung tragen müssen, über deren technische Ausgestaltung sie selbst nicht entscheiden können. Zugleich entstünde für Vermietende ein zusätzlicher wirtschaftlicher Anreiz, auf langfristig kostengünstigere und klimafreundlichere Heizsysteme umzusteigen.

Für den Erfolg der Grüngas- und Grünheizölquote ist es entscheidend, dass der Verbrauch fossiler Brennstoffe im Gebäudesektor konsequent zurückgeht. Nur wenn die verbleibenden Gasmengen deutlich sinken, kann der prozentual definierte, steigende Anteil erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase langfristig zu vertretbaren Kosten bereitgestellt werden. Andernfalls droht spätestens ab Mitte der 2030er Jahre ein erheblicher Bedarf an knappen und teuren erneuerbaren Brennstoffen, der die

Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung weiter verschlechtert. Der Hochlauf von Wärmepumpen sowie der Ausbau und die Dekarbonisierung von Wärmenetzen sind daher keine Alternativen zur Grüngasquote, sondern eine zentrale Voraussetzung dafür, dass diese überhaupt wirtschaftlich tragfähig erfüllt werden kann. Eine wirksame Wärmewendepolitik muss deshalb vor allem darauf ausgerichtet sein, den Gasverbrauch im Gebäudesektor zu reduzieren, anstatt den langfristigen Weiterbetrieb von Gasheizungen durch zunehmend teure Brennstoffe abzusichern.

Literaturverzeichnis

AGEB - AG Energiebilanzen (Hg.) (2026). Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland, Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24e_AnwBil.pdf.

Agora Energiewende (Hg.) (2023): Herrndorff, M.; Kraus, A.; Müller, S.; Saerbeck, B.; Weiß, U.; Kremp, R.; Mischinger, S.; Nolde, A.; Radtke, O.; Bourazeri, K.; Laubenstein, W.; Michaelis, J.; Rosin, P. Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze, Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation. Berlin. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilnetze/A-EW_291_Gasverteilnetze_WEB.pdf.

BMWE (2026): Eckpunkte für eine Grüngas-/Grünheizölquote, Undatiertes Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE), im Oktober 2026 öffentlich bekannt geworden. Zwei Seiten. Online verfügbar unter https://table.media/assets/berlin/eckpunkte_grungasquote.pdf.

Bürger, V.; Braungardt, S. (2026): The Power of Rules: Regulation as Consumer Protection in the Buildings Sector. In: Energy Demand 1 (3). Online verfügbar unter https://energydemand.org/articles/10.66506/ed.60.

Deutscher Bundestag (Hg.) (2026). Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, Drucksache 21/5440. Online verfügbar unter https://dserver.bundestag.de/btd/21/054/2105440.pdf.

Fraunhofer ISE (Hg.) (2025): Günther, D.; Wapler, J.; Herkel, S.; Helmling, S.; Geimer, K.; Miara, M.; Nienborg, B.; Uhl, A., Kähler, J.; Langer, J. Wärmepumpen in Bestandsgebäuden, Abschlussbericht des Projekts WP-QS im Bestand. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/projekte/WP-QS_Schlussbericht.pdf.

IWU - Institut Wohnen und Umwelt (Hg.) (2015): Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N.; Born, R. Deutsche Wohngebäudetypologie, Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden (2. erweiterte Auflage). Darmstadt. Online verfügbar unter https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/episcope/2015_IWU_LogaEtAl_Deutsche-Wohngeb%C3%A4udetypologie.pdf.

KWW - Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (Hg.) (2026). KWW-Technik-katalog Wärme-planung & Begleit-do-ku-ment, Excel-Tabelle 2026. Online verfügbar unter https://api.kww-halle.de/fileadmin/PDFs/KWW-Technikkatalog-Waermeplanung_08-2026_Version_1.1.xlsx.

Öko-Institut (2022): Cludius, J.; Noka, V.; Galster, H.; Schumacher, K. Wie wohnt Deutschland? Wohnsituation, Wohnkosten und Wohnkostenbelastungen von Haushalten in Deutschland. Öko-Institut. Berlin. Online verfügbar unter https://www.oeko.de//fileadmin/oekodoc/Wie-wohnt-Deutschland-_Wohnsituation-Wohnkosten-Wohnkostenbelastung.pdf.

Öko-Institut (2026): Braungardt, S.; Bei der Wieden, M. Weniger Klimaschutz, höhere Kosten, größere Unsicherheit: Bewertung der Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz. Öko-Institut. Greenpeace (Hg.). Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/GMG-Studie-Greenpeace.pdf.

Öko-Institut; Fraunhofer ISE (2026): Stobbe, M.; Groeger, H.; Bürger, V.; Kost, C.; Thomsen, J. Kommunale Wärmeplanung in Deutschland, Auswertung abgeschlossener Wärmepläne im Projekt KOMpare (Stand 07/2026). Öko-Institut; Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/publikation/kommunale-waermeplanung-in-deutschland-1/.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2025): Lauf, T.; Memmler, M.; Schneider, S. Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2023.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2026a). Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland - Rahmendaten und Endverbrauchspreise, Data Cube. Online verfügbar unter https://datacube.uba.de/.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2026b): Förster, H.; Repenning, J.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Haller, M.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Kasten, P.; Koch, M. et al. Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland (Projektionsbericht 2026). Dessau-Roßlau.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2026c): Kemmler, A.; Kreidelmeyer, S.; Limbers, J.; Lübbers, S.; Muralter, F. Rahmendaten und Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2026 (3. Aufl.). Dessau-Roßlau.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2026d): Vogel, M.; Bosse, K.; Stobbe, M.; Harthan, R.; Bauknecht, D. Nachhaltiges Biomethan: Potenziale, Einsatz und Alternativen, Eine Einordnung der Nutzungshierarchie. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/nachhaltiges-biomethan-potenziale-einsatz.