



Energie. Weiter denken



Zusammenfassung

BET Impuls zur Grüngasquote

Aachen/Berlin, 20.10.2026

Kurzstudie der BET Consulting im Auftrag der SEFE

Autoren:

Ralph Kremp

Dr. Denis vom Stein

Jakob Grohs

Sebastian Goertz

1 Kernaussagen

Der Einsatz von Gas zur Erzeugung von Raumwärme wird weiterhin eine bedeutende – wenn auch im Zeitverlauf durch effiziente Elektrifizierung abnehmende – Rolle spielen.

BET empfiehlt, eine Grüngasquote (GGQ) im Sinne des Gebäudemodernisierungsgesetz §42a in den Kernpunkten wie folgt auszugestalten. Die GGQ sollte:

- als **Treibhausgasminderungsquote** definiert werden, um der unterschiedlichen THG-Intensität grüner Gase im Sinne des Ziels der Klimaneutralität adäquat Rechnung zu tragen. Falls zunächst eine energetische Quote aus Komplexitätsgründen bevorzugt werden sollte, sind im Zeitverlauf die THG-Anforderungen an die einsetzbaren Brennstoffe schrittweise zu erhöhen.
- die **Quotenverpflichtung an den Energiesteuerschuldner** und damit bei Erdgas **in der Regel an den Endkundenlieferanten** anknüpfen, da hier der Umfang des Gaseinsatzes für den Raumwärmebereich am besten erfasst werden kann.
- **Gaseinsatz für Wärmenetze, die bereits dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) unterliegen, von der Bezugsmenge und damit der GGQ-Verpflichtung ausnehmen.** Ansonsten wäre eine ineffiziente Doppelsteuerung durch GGQ und Dekarbonisierungsvorgaben aus dem WPG die Folge.
- einen **freien GGQ-Zertifikatshandel** ermöglichen: Für die **Generierung eines GGQ-Zertifikats** ist die **Massenbilanzierung** anzuwenden. Die **GGQ-Zertifikate** an sich sollten anschließend **frei handelbar sein**. Dies erlaubt die Bündelung und Beschaffung zur Quotenerfüllung über Aggregatoren, den Handel an Märkten und die Trennung der physischen Erfüllung und des bilanziellen Nachweises.
- **einen Wasserstoffanreiz für die H2-Marktentwicklung vorsehen.** Dieser ist auch im Interesse des Raumwärmeversorgungssektors: Biomethan wird für die Dekarbonisierung in Industrie, Stromerzeugung und Fernwärme nachgefragt. Der Hochlauf von Wasserstoff kann diese Nutzungskonkurrenz begrenzen, frühzeitig vorbeugen, das verfügbare Angebot an grünen Gasen erweitern und zugleich zur Resilienz beitragen.
- **sektorenübergreifende freiwillige Erfüllungsoptionen vorsehen.** Für Gebäudewärme steht zur direkten Erfüllung insbesondere die Option Biomethan im Vordergrund; **zusätzlichen physischen klimafreundlichen Wasserstoffeinsatz in anderen Sektoren**, wie Industrie, Fernwärme, Stromerzeugung, sollen die **Verpflichteten über freien Zertifikatshandel ebenfalls zur Quotenerfüllung nutzen können.**

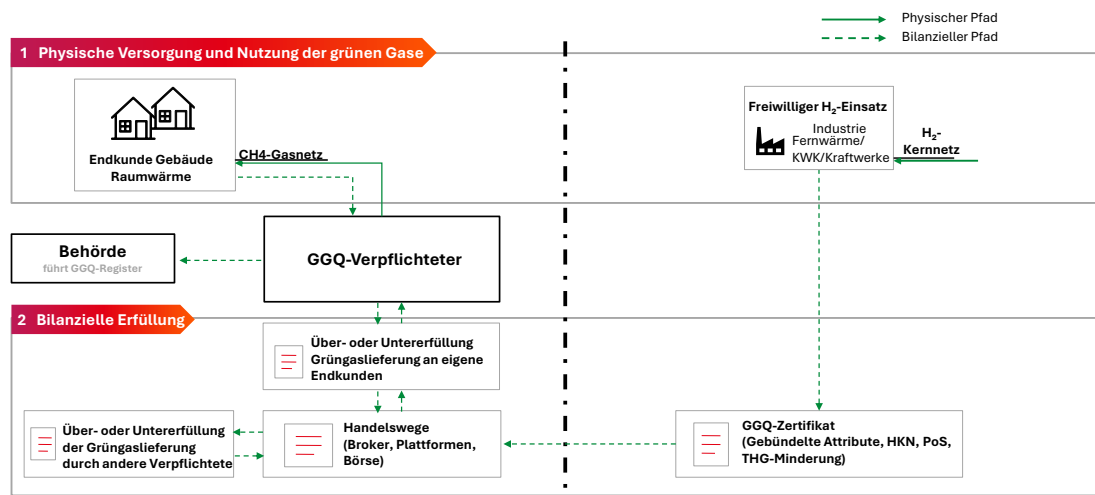


Abbildung 1: Skizze eines möglichen GGQ-Systems mit H2-Anreiz und Erfüllungsoptionen aus anderen Sektoren

2 Hintergrund

Der § 42a des Gebäudemodernisierungsgesetzes mit seinem Ziel eine Grüngasquote (GGQ) gesetzlich bis zum 1. Dezember 2026 zu verankern¹, ist der Ausgangspunkt für dieses Impulspapier. Es befasst sich dabei mit dem „Wie“ die GGQ für Gas ausgestaltet werden könnte, nicht mit der Grundsatzentscheidung über ihre Einführung, mögliche Alternativen oder einem abschließend festzulegenden Quotenpfad.

Die GGQ soll die Inverkehrbringer von Gas, Öl und Flüssiggas verpflichten, die zur Wärmeversorgung von Gebäuden in Verkehr zu bringenden Brennstoffe ab dem Jahr 2045 vollständig auf klimaneutrale Brennstoffe umzustellen, um den angemessenen Beitrag des Gebäudesektors zur Einhaltung der Ziele nach § 3 Absatz 2 des Bundes-Klimaschutzgesetzes sicherzustellen.² Aus dem Eckpunktpapier³ der Koalition ist ein Start am 1. Januar 2028 mit bis zu 1 % vorgesehen und eine Einsparung von mindestens 2 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 sowie eine Ausnahme für Industrie und Gewerbe.

Die folgenden Empfehlungen bilden ein zusammenhängendes Ausgestaltungskonzept: eine praktikable Abgrenzung der verpflichteten Mengen, zusätzliche sektorübergreifende Erfüllungsoptionen, verlässliche Nachweise ohne Doppelanrechnung sowie zeitliche Flexibilität und wirksame Sanktionen. Die exemplarischen Mengen- und Preisrechnungen zeigen Größenordnungen und Zielkonflikte; sie votieren nicht für einen genauen Quotenpfad.

3 Quotenart Geltungsbereich und Verpflichtete

3.1 Treibhausgasminderung als Steuerungsgröße

Eine Treibhausgasminderungsquote erweist sich gegenüber einer rein energetischen Quote als vorteilhaft, da diese zielgerichteter ist und damit auch eine erhöhte Komplexität rechtfertigen kann. Eine energetische Quote bewertet jede anrechenbare Megawattstunde zunächst gleich. Im Rahmen einer energetischen Quote werden Mindestanforderungen an die Treibhausgasminderung einzelner Brennstoffe festgelegt. Diese könnten zu Beginn großzügiger ausgestaltet und mit der Zeit verschärft werden. Nur Brennstoffe, die diese Anforderungen erfüllen, wären zulässig, sodass auf diese Weise eine vereinfachte Steuerung der THG-Minderungswirkung über eine solche Approximation möglich wäre.

Eine Treibhausgasminderungsquote berücksichtigt dagegen unmittelbar unterschiedliche Emissionsminderungswirkungen der Brennstoffe, wie z.B. der unterschiedlichen Biomethanqualitäten. Eine Treibhausgasminderungsquote knüpft somit unmittelbar an das Klimaschutzziel an und trägt diesem Rechnung. Da auch für den Nachweis der Zulässigkeit der einzelnen Brennstoffe im Falle einer energetischen Quote ein Proof of Sustainability erforderlich wäre, ist der Zusatzaufwand für eine echte THG-Quote nicht exorbitant höher zu erwarten.

3.2 Geltungsbereich: Raumwärmemengen praktikabel abgrenzen

Die Bezugsmenge sollte direkte und indirekte Gaslieferungen zur Raumwärme erfassen, soweit sie nicht unter die Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) fallen (s. Kapitel 3.3). Die im Eckpunktpapier politisch vorgesehene Ausnahme für Industrie und Gewerbe führt zu einem Spannungsfeld zwischen

¹ Siehe Gebäudemodernisierungsgesetz § 42a, Satz 1

² Siehe Gebäudemodernisierungsgesetz § 42a, Satz 2

³ 24.2.2026 Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz, CDU/CSU und SPD

zielgenauer Erfassung und operativer Umsetzbarkeit. Als pragmatischen Ansatz sehen wir die Möglichkeit, Kunden mit Standardlastprofilen (SLP) zunächst der Raumwärme zuzuordnen und eine Widerspruchsmöglichkeit für Industrie und gegebenenfalls Gewerbe vorzusehen.

Bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) ist die Identifikation des Raumwärmeanteils schwieriger. Ein pauschaler Ausschluss aller RLM-Kunden würde jedoch auch die Gefahr bergen, dass große Büro- und Verwaltungskomplexe oder Wohnquartiere, die nicht unter das WPG fallen, ggf. keiner GGQ unterliegen. Möglich wäre eine Verpflichtung zur aktiven Meldung der RLM-Kunden mit überwiegendem Raumwärmeeinsatz. Denkbar wäre, dass bei Vertragsabschluss/-verlängerung des Gasliefervertrages der Endkunde/Contractor anzugeben hat, ob das Gas überwiegend für die Erzeugung von Raumwärme eingesetzt wird. Die genaue Anzeigepflicht und Definition des „überwiegenden“ Raumwärmeeinsatz wäre noch auszugestalten.

3.3 Wärmenetze von zusätzlicher Doppelsteuerung entlasten

BET empfiehlt, Gas zur Wärmeerzeugung in WPG-regulierten Wärmenetzen nicht in die Bezugsmenge, also in den Nenner der GGQ aufzunehmen. Das Wärmeplanungsgesetz verpflichtet diese Netze bereits zur Dekarbonisierung⁴. Eine zusätzliche Vorgabe auf Brennstoffebene könnte die Technologieoffenheit einschränken und die Fernwärmekosten erhöhen, ohne zwingend zusätzliche Emissionsminderung zu bewirken. Eine Einbeziehung würde zudem die Abgrenzung von KWK-Stromanteilen und Prozessdampf erfordern.

3.4 Energiesteuerschuldner als Verpflichtete

Die Verpflichtung des Inverkehrbringers sollte in Anlehnung an bestehende energiewirtschaftliche Regelungen wie beim BEHG und THG-Quote im Verkehrssektor beim Energiesteuerschuldner liegen. Bei Erdgas ist dies in der Regel der Lieferant des Endkunden. Dieser verfügt über Vertrags- und Kundendaten, kann die relevante Nutzung am ehesten zuordnen und ggf. erforderliche Nachweise anfordern. Importeuren oder Produzenten fehlt regelmäßig die entsprechende Transparenz über die spätere Verwendung.

4 Wasserstoffanreiz und sektorübergreifende Erfüllung

4.1 Wasserstoff dort einsetzen, wo er Transformation unterstützt

Der Bedarf an grünen Gasen hängt sowohl von einer GGQ-Quote als auch von der Zahl verbleibender Gasheizungen ab. BET's Szenarien weisen für den direkten Gebäudeeinsatz 2030 einen Bedarf je nach Quote (5-12% in 2030 bzw. 80-100% in 2045) und energiewirtschaftlicher Entwicklung von 10 bis 29 TWh und 2045 von 22 bis 97 TWh aus. Die heute eingespeiste deutsche Biomethanmenge beträgt rund 11 TWh; das langfristige Potenzial aus Abfall- und Reststoffen liegt in der Größenordnung von rund 80 TWh⁵. Europäische Importe erweitern das Angebot, unterliegen jedoch ebenfalls Nutzungskonkurrenz in den jeweiligen Ländern. Zur Erreichung der Klimaneutralität werden weitere grüne Gase, insbesondere Wasserstoff, benötigt.

⁴ Siehe WPG § 29/30: Wärmequellen für Wärmenetze müssen im Jahr 2030 zu 30% und im Jahr 2040 zu 80% aus erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus bestehen. Für Neue Wärmenetze gilt bereits im Jahr 2030 65%.

⁵https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf

Eine flächendeckende direkte Wasserstoffversorgung von Gebäuden sowie die Beimischung in das Methanetz ist nicht sinnvoll. Gleichwohl profitiert die Raumwärmeversorgung von einem Wasserstoffhochlauf bzw. einem größeren Wasserstoffangebot, weil Industrie und Kraftwerke sonst noch stärker auf Biomethan zugreifen könnten. Die GGQ soll deshalb zusätzlichen physischen Wasserstoffeinsatz an geeigneten Industrie-, Kraftwerks- oder KWK-Standorten anreizen, um der Nutzungskonkurrenz zwischen den Sektoren um die grünen Gase frühzeitig vorzubeugen und einen Transformationsprozess in diesen Anlagen zu unterstützen.

4.2 Multiplikator und Unterquote setzen unterschiedliche Anreize

Da klimafreundlicher Wasserstoff heute noch in der Produktion deutlich mehr als Biomethan kostet, ist über einen expliziten Anreiz für Wasserstoff nachzudenken, um einen H₂-Markthochlauf zu unterstützen. Dabei sind im Rahmen der GGQ im Wesentlichen zwei Ansätze inkl. deren Kombination denkbar: ein Multiplikator und/oder eine H₂-Unterquote.

Ein Multiplikator verbessert die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffoption gegenüber Alternativen, garantiert jedoch keine Absatzmenge und kann bei unverändertem Quotenziel die unmittelbar erreichbare reale Treibhausgasmindering senken. Eine Unterquote schafft verbindliche Nachfrage, kann Haushalte jedoch kurzfristig stärker belasten.

Ein Multiplikator – analog zum Multiplikator in der THG-Quote im Verkehrssektor – rechnet die Treibhausgasmindering aus Wasserstoff mehrfach auf die GGQ an. Wasserstoff konkurriert dadurch unter verbesserten Bedingungen mit anderen Erfüllungsoptionen. Der Ansatz eines H₂-Anreizes über einen Multiplikator lässt Verpflichteten eine Wahlmöglichkeit, ob sie von dieser Erfüllungsoption Gebrauch machen möchten, garantiert aber weder eine bestimmte Wasserstoffmenge noch bei gleicher Quote dieselben kurzfristigen realen Emissionsminderungen.

Eine Unterquote schreibt dagegen eine Mindestmenge beziehungsweise einen Mindestbeitrag von Wasserstoff vor. Bspw. könnten von 5 % GGQ mindestens 0,5 Prozentpunkte über Wasserstoffzertifikate erfüllt werden. Das schafft eine verlässlichere Nachfrageperspektive für Projekte und Infrastruktur, erhöht jedoch bei zunächst teurerem Wasserstoff die Kosten für die Endverbraucher⁶.

Eine Kombination aus Multiplikator und Unterquote ist möglich.

Da der Raumwärmesektor Wasserstoff nicht selbst flächendeckend sinnvoll einsetzen kann (keine H₂-Verteilnetze), liegt ein Multiplikator näher. Die Höhe des Multiplikators muss kurzfristige Klimawirkung und ausreichenden H₂-Anreiz gegeneinander abwägen; bei der Bestimmung des Multiplikators ist auch die konkurrierende Biomethanqualität und deren THG-Intensität relevant. Zur Unterstützung früher Wasserstoffprojekte sollte geprüft werden, ob der Multiplikator an das Inbetriebnahmedatum des Elektrolyseurs gebunden werden kann, statt ihn für alle H₂-Mengen einheitlich je Kalenderjahr (ggf. abschmelzend) festzulegen. Dies würde insb. First-Mover Sicherheit und Anreiz verschaffen, was beides essentiell für die Bankability von H₂-Projekten und damit deren Umsetzung ist. Ansonsten ist darauf zu achten, dass der Multiplikator hoch genug ist, um einen relevanten Anreiz zu entfalten. Die Höhe eines zielgerichteten Multiplikators hängt dabei entscheidend von anderen Ausgestaltungsmerkmalen ab, z.B. insbesondere ob eine energetische Quote mit ggf. zunächst geringeren Anforderungen an die THG-Intensität der zulässigen Brennstoffe präferiert wird oder eine THG-Quote etabliert wird, sodass Brennstoffe mit geringeren THG-Intensitäten bereits einen höheren monetären Anreiz erfahren. Eine energetische Quote erfordert tendenziell einen höheren Multiplikator also eine THG-Quote.

⁶ Siehe auch Kapitel 0

4.3 Vorteile des H₂-Anreizes mit sektorübergreifenden Erfüllungsoptionen für alle Stakeholder

Zusätzlicher, nicht bereits durch andere Pflichten vorgeschriebener Wasserstoffeinsatz in Industrie, Fernwärme oder Stromerzeugung sollte ein GGQ-Zertifikat erzeugen können. Dieses kann an einen GGQ-Verpflichteten verkauft und für dessen Erfüllung entwertet werden. Dadurch lassen sich physischer Einsatz und Quotenerfüllung räumlich und sektoral entkoppeln.

Durch die Kombination von H₂-Anreiz und der Möglichkeit sektorenübergreifende Erfüllungsoptionen zu nutzen, ergeben sich für alle beteiligten Stakeholder Vorteile:

Endkunden Raumwärme und Verpflichteter	Andere Sektoren (Industrie, Fernwärme, Stromerzeugung)	H ₂ -Markthochlauf	H ₂ -Infrastruktur
• Verschiedene Erfüllungsoptionen helfen die GGQ kosteneffizienter zu erfüllen • Weitere Erfüllungsoption wird genutzt, wenn Kosten geringer sind als z.B. eigener Einsatz von Biomethan • H₂-Hochlauf sichert langfristig ausreichendes Grün gasangebot	• Anschub von H₂-Transformationsprojekten ohne weiteres Subventionsprogramm • Zertifikat als Erfüllungsoption wird nur an Raumwärmesektor verkauft, wenn wirtschaftlich sinnvoll (z.B. Erlös größer Spread zwischen grauem und erneuerbarem H₂)	• Marktbasierter H₂-Markthochlauf ohne zusätzliches Subventionsprogramm • Steigerung der physischen Nachfrage nach H₂ • Stärkung der Resilienz durch Energieträger-Diversifizierung	• Kernnetzauslastung wird durch höhere physische H₂-Nachfrage frühzeitig erhöht • Fehlende Einnahmen für das Amortisationskonto werden reduziert

Abbildung 2: Verschiedene Stakeholder-Perspektiven auf einen H₂-Anreiz mit sektorübergreifenden Erfüllungsoptionen

5 Nachweisführung und Schutz vor Doppelanrechnung

5.1 Massenbilanzierte Nachweise als Grundlage

BET schlägt ein behördlich geführtes (z.B. UBA/DEHSt oder Zollamt) GGQ-Kontenregister mit standardisierten und handelbaren Einheiten vor. Die Ausstellung eines Zertifikats soll auf etablierten massenbilanzierten Erzeugungs- und Liefernachweisen beruhen und bei qualifiziertem Einsatz des Brennstoffs erfolgen. Die zugrunde liegende physische Liefer- und Nutzungskette bleibt damit nachzuweisen; anschließend soll das GGQ-Zertifikat frei handelbar sein.

Der Ansatz verbindet massenbilanzierte Nachweisführung mit einer vom einzelnen Lieferweg entkoppelten bilanziellen Quotenerfüllung. Verpflichtete können Zertifikate aus eigener Grün gaslieferung, von anderen Lieferanten oder aus zugelassenem Wasserstoffeinsatz anderer Sektoren erwerben. Die Entwertung auf einem Erfüllungskonto schließt den Vorgang ab.

5.2 Keine Doppelanrechnung grüner Eigenschaften

Ein GGQ-Zertifikat soll sämtliche relevanten Eigenschaften referenzieren, insbesondere Herkunftsnachweis (HKN), Nachhaltigkeitsnachweis beziehungsweise Proof of Sustainability (PoS) und Treibhausgasintensität bzw. Treibhausgas-minderung. Bestehende/ geplante Register, etwa die Unionsdatenbank und das Gas-Herkunftsnachweisregister, sollen dafür genutzt beziehungsweise verknüpft werden. Bei der Erstellung oder Übertragung müssen die zugehörigen Nachweise gebündelt übertragen oder für anderweitige Verwendung gesperrt beziehungsweise entwertet werden.

5.3 Schnittstellen zu anderen Instrumenten klarstellen

Für WPG-Ziele verwendete Eigenschaften grüner Gase sollen nicht nochmals für die GGQ verkauft werden, wenn die WPG-Verpflichteten von der GGQ ausgenommen sind. Der Wasserstoffeinsatz in der Stromerzeugung, in KWK-Anlagen und in der Industrie sind grundsätzlich sinnvolle Erfüllungsoptionen. Deren Zulässigkeit hängt jedoch von bestehenden Einsatzpflichten und Förderbedingungen ab. Doppelerkennung bspw. für den Einsatz im Rahmen der THG-Quote im Verkehrssektor und der GGQ sind ausgeschlossen.

6 Flexibilität und Sanktionen

6.1 Banking und Borrowing für schwankende Nachfrage

Da die Höhe der abzurufenden Gasmenge zu Jahresbeginn nicht sicher feststeht, empfiehlt BET den Übertrag von Über- und Untererfüllungen zwischen Jahren zuzulassen. Banking, also die Anrechnung einer Übererfüllung in einem Jahr für ein folgendes Jahr, soll mengenmäßig unbegrenzt möglich sein. Zertifikate sollten jedoch nach drei Jahren verfallen, um Spekulationsmöglichkeiten zu begrenzen.

Für die Möglichkeit zum Borrowing, also einer jährlichen Unterschreitung mit der Verpflichtung zur Nachholung, sind Volumina in der Größenordnung von 20 bis 30 % sinnvoll, um z.B. temperaturbedingte Nachfrageschwankungen und Verfügbarkeitsrisiken abzudecken. Innerhalb der zulässigen Borrowing-Grenzen sollten keine Pönalen anfallen. Borrowing verpflichtet zur zeitnahen Nachholung der THG-Minderung. Aus administrativen Gründen sollte pragmatisch die Nachholungsverpflichtung innerhalb des folgenden Kalenderjahrs vorgesehen werden.

6.2 Pönalen müssen die Erfüllung wirtschaftlich anreizen

Für Fehlmengen, die nicht über Banking oder Borrowing abgegolten werden, empfiehlt BET eine fixe Pönale. Dabei ist die Höhe so anzulegen, dass die Quotenerfüllung ausreichend und nachhaltig wirtschaftlich angereizt ist. Um die Eventualitäten möglicherweise steigender Grüngaspreise aufgrund hoher Nutzungskonkurrenz zwischen den verschiedenen grünen Gasen zu berücksichtigen, sichert eine Pönale von 1.000 €/t_{CO2}, eine Preisdifferenz von bis zu ca. 200 €/MWh zwischen grünem Gas und Erdgas einschließlich Emissionskosten ab und sorgt für den Erfüllungsanreiz.

6.3 Systemische Ausnahmen vorsehen

Force-Majeure-Regelungen sollen markt- beziehungsweise systemweit greifen. Fällt lediglich ein einzelner Lieferant aus, ist grundsätzlich Ersatzbeschaffung vorzusehen. Reicht das gesamte Marktvolumen an grünen Gasen jedoch nicht aus, sollte zunächst das Borrowing genutzt werden. Bei anerkannten systemischen Ereignissen, etwa Naturkatastrophen, geopolitischen Handelsbeschränkungen oder dem Ausfall erforderlicher Register, sollte Ausnahmen wie z.B. Fristverlängerungen, die Übertragung von Fehlmengen oder eine anteilige Herabsetzung der Verpflichtung in Betracht gezogen werden.

7 Mögliche Mehrkosten von Endverbrauchern hängen vom Quotenpfad und Preisen ab

Die Beispielrechnungen betrachten ein Einfamilienhaus mit 20.000 kWh Gasverbrauch pro Jahr und Basis-kosten von rund 2.100 Euro im Jahr 2030. Bei vollständiger Erfüllung durch Biomethan ergeben sich die folgenden jährlichen Mehrkosten gegenüber der Versorgung ohne GGQ. Alle Beträge sind in realen Euro des Jahres 2026 angegeben.

Quotenpfad	2030	2040	2045
Geringe GGQ	5 % / +42 €	30 % / +358 €	80 % / +671 €
Mittlere GGQ	8 % / +66 €	50 % / +597 €	100 % / +839 €
Hohe GGQ	12 % / +100 €	60 % / +716 €	100 % / +839 €

Je Zelle: Quotenhöhe und jährliche Mehrkosten durch die GGQ⁷

Ein Wasserstoffanteil von 10 % an der Quotenerfüllung verteuert diese – um identische Treibhausgaswirkung zu erreichen – 2030 zusätzlich um 11 bis 26 Euro jährlich; bei 25 % sind es 28 bis 64 Euro. Je nach Höhe der Quote und gesamter Nachfrage nach Biomethan kann sich der Biomethanpreis auch früher an anderen grünen Gaspreisen, wie z.B. Wasserstoff orientieren, sodass hier nicht abgebildete Wechselwirkungen resultieren können.

⁷ Die exemplarischen Preisannahmen für 2030, 2040 und 2045 betragen bei Biomethan 80, 120 und 110 Euro/MWh, bei erneuerbarem Wasserstoff 210, 115 und 105 Euro/MWh, jeweils bezogen auf den unteren Heizwert, orientieren sich der Größenordnung nach an BET-Standardszenarien. Auch ohne Quote erwartet BET steigende Erdgasbezugskosten durch Netzentgelte und CO₂-Kosten.