

Impuls zur Ausgestaltung der Grüngasquote

Im Rahmen einer BET-Kurzstudie
im Auftrag der SEFE

Aachen/Berlin 20.10.2026

Agenda

1

Executive Summary

2

Mengenperspektive und Auswirkungen auf Endkundenpreise

3

Ausgestaltungsoptionen



Das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) sieht in § 42a eine Grüngasquote vor

Ausgangssituation



§1 (1): Ziel dieses Gesetzes ist es, einen wesentlichen Beitrag zur **Erreichung der nationalen Klimaschutzziele** zu leisten. [...]

§ 42a: In einem **bis zum 1. Dezember 2026** durch die Bundesregierung vorzulegenden Gesetz **wird eine Grüngas-/Grünheizölquote eingeführt**. Dieses Gesetz wird 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.

Eckpunktpapier der Koalition zur Grüngasquote (GGQ):

- Start 1.1.2028 in Höhe von bis zu 1 %
- 2030 mindestens 2 Mio. t CO2 Einsparung
- Industrie und Gewerbe sollen von der Quote ausgenommen werden

Unsere Fragestellungen im Rahmen des Impulses fokussieren sich auf die Umsetzung

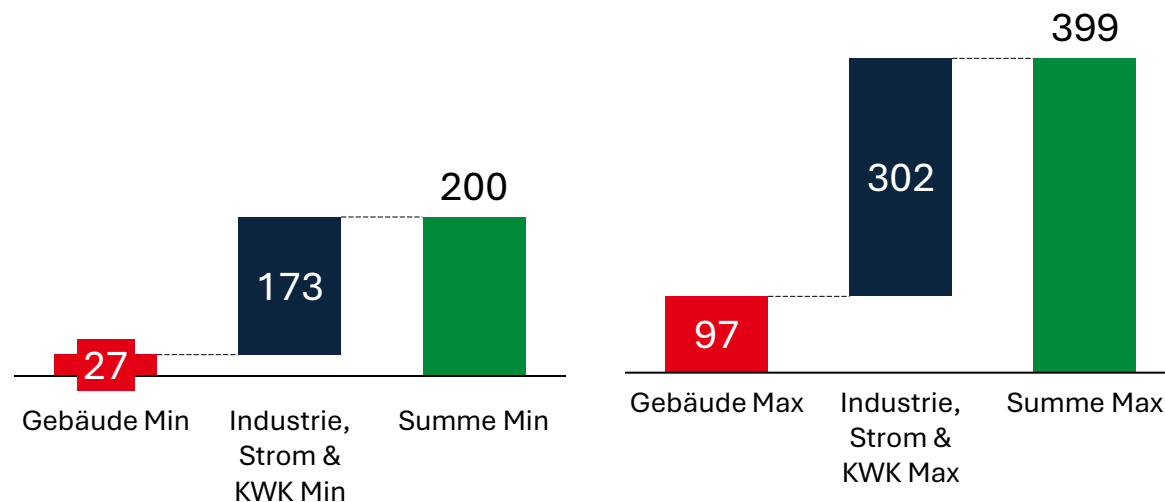
Die Grüngasquote ist ein politischer Baustein zur Klimaneutralität, den es auszugestalten gilt

	Ausgestaltungsmerkmal	Ausgestaltungsoption	BET Empfehlung
1	Art der Quote	Treibhausgasminderungsquote vs. energetische Quote	Treibhausgasminderungsquote , um Klimaziel Rechnung zu tragen bei energetischer Quote einphasen von THG-Anforderungen
2	Bezugsmenge (Nenner der Quote)	Fernwärme in Bezugsmenge inkludieren? Abgrenzung von Industrie und Gewerbe?	Gasmenge für Raumwärme, welche nicht unter das WPG fallen. Ggf. pragmatische Abgrenzung über SLP mit Widerspruch für Industrie und ggf. Gewerbe. Abgrenzung von RLM für Raumwärme große operative Herausforderung.
3	Verpflichteter	Importeur/Produzent oder Endkunden-lieferant/Energiesteuerverpflichteter?	Energiesteuerverpflichteter , i.d.R. der Gaslieferant des Endkunden
4	H ₂ Anreiz	Kein Anreiz vs. Unterquote vs. Multiplikator	H₂-Anreiz aufgrund von Nutzungskonkurrenz grüner Gase verankern ; über Multiplikator in Verbindung mit ggf. H ₂ -Unterquote
5	Sektorübergreifende Erfüllungsoptionen	Ja vs. nein	Ja, zusätzlicher nicht bereits aus anderen Pflichten resultierender physischer H₂-Einsatz sollte aus anderen Sektoren (z.B. Industrie, Fernwärme, Stromerzeugung) eine mögliche Erfüllungsoption darstellen.
6	Erfüllungsnachweisführung	Massenbilanzierung oder Book & Claim?	Etablierte massenbilanzierte Erzeugungs- und Lieferrachweise als Voraussetzung für ein GGQ-Zertifikat. Freier Handel der GGQ-Zertifikat mit Verhinderung doppelter Anrechnung von THG-Minderung oder grünen (RFNBO) Attributen.
7	Banking Borrowing	Ja vs. nein und in welcher Höhe?	Der Höhe nach unbegrenztes Banking bis zu 3 Jahren, Borrowing von ca. 20-30% z.B. für temperaturbedingte Nachfrageschwankungen
8	Pönale	In welcher Höhe?	Um ausreichend hohen Anreiz zu setzen: 1000 €/t Im Falle einer H₂-Unterquote: 432 €/MWh
9	Risikobegrenzung	Wofür und wie?	Force Majeur Regelungen zur Herabsetzung der Quote sollten systembedingt sein und nicht auf Einzelunternehmensebene greifen

Neben Biomethan aus heimischer Produktion und Importen wird auch Wasserstoff benötigt, um die Nachfrage nach grünen Gasen zu decken

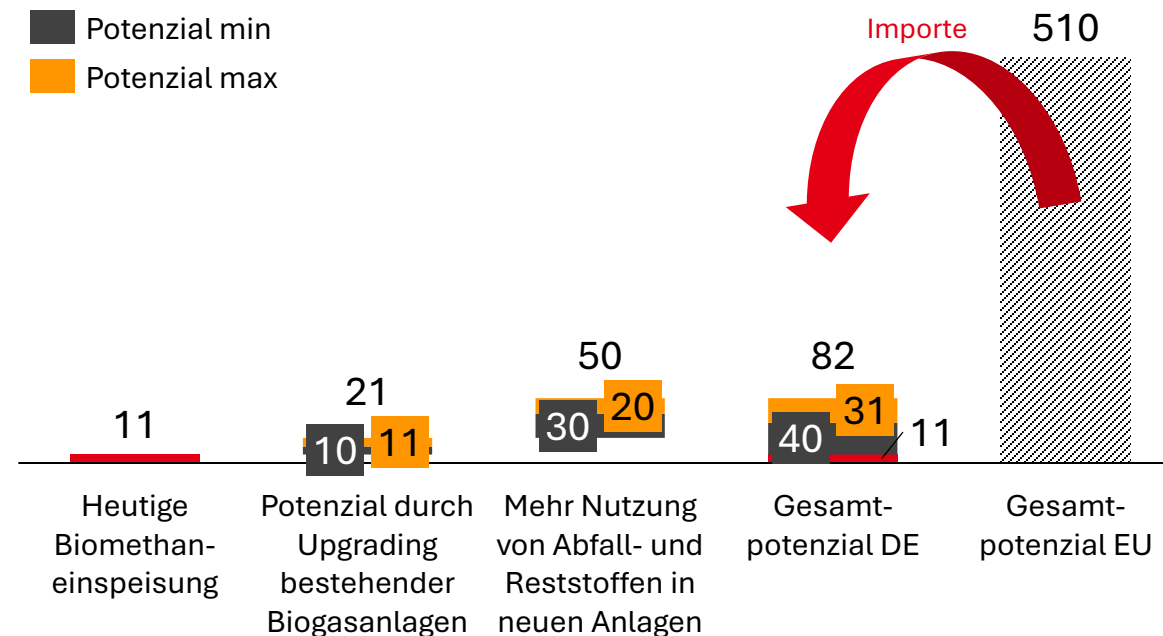
Erwartete Bandbreite der Nachfrage nach grünen Gasen [TWh]

2045



Biomethaneinspeisung & Potenziale (2024)

Bestand
Potenzial min
Potenzial max



Aufgrund der Nutzungskonkurrenz von Biomethan aus verschiedenen Sektoren zur Dekarbonisierung ist ein erfolgreicher H₂-Hochlauf auch für den Raumwärmesektor für eine sichere und kosteneffiziente Versorgung erforderlich und damit im „sektoreigenen Interesse“. Ein H₂-Anreiz im Rahmen der GGQ über eine Unterquote und/oder Multiplikator kann dem Rechnung tragen.

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



H₂-Anreiz mit sektorübergreifenden Erfüllungsoptionen ermöglicht Vorteile für Verbraucher, Industrie, Erzeuger, Netzbetreiber und H₂-Markthochlauf

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 Grüngasangebot	• 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

Ein H₂-Anreiz über einen Multiplikator kann den H₂-Markthochlauf fördern und trägt zur kosteneffizienten Erfüllung der Quote bei, führt jedoch kurzfristig zu geringeren THG-Einsparungen.

Eine Unterquote stärkt verbindliche H₂-Nachfrage und entfaltet stärkere und zielgenauere Klimaschutzwirkung, führt gleichzeitig zu höherer Belastung der Endkunden.

Agenda

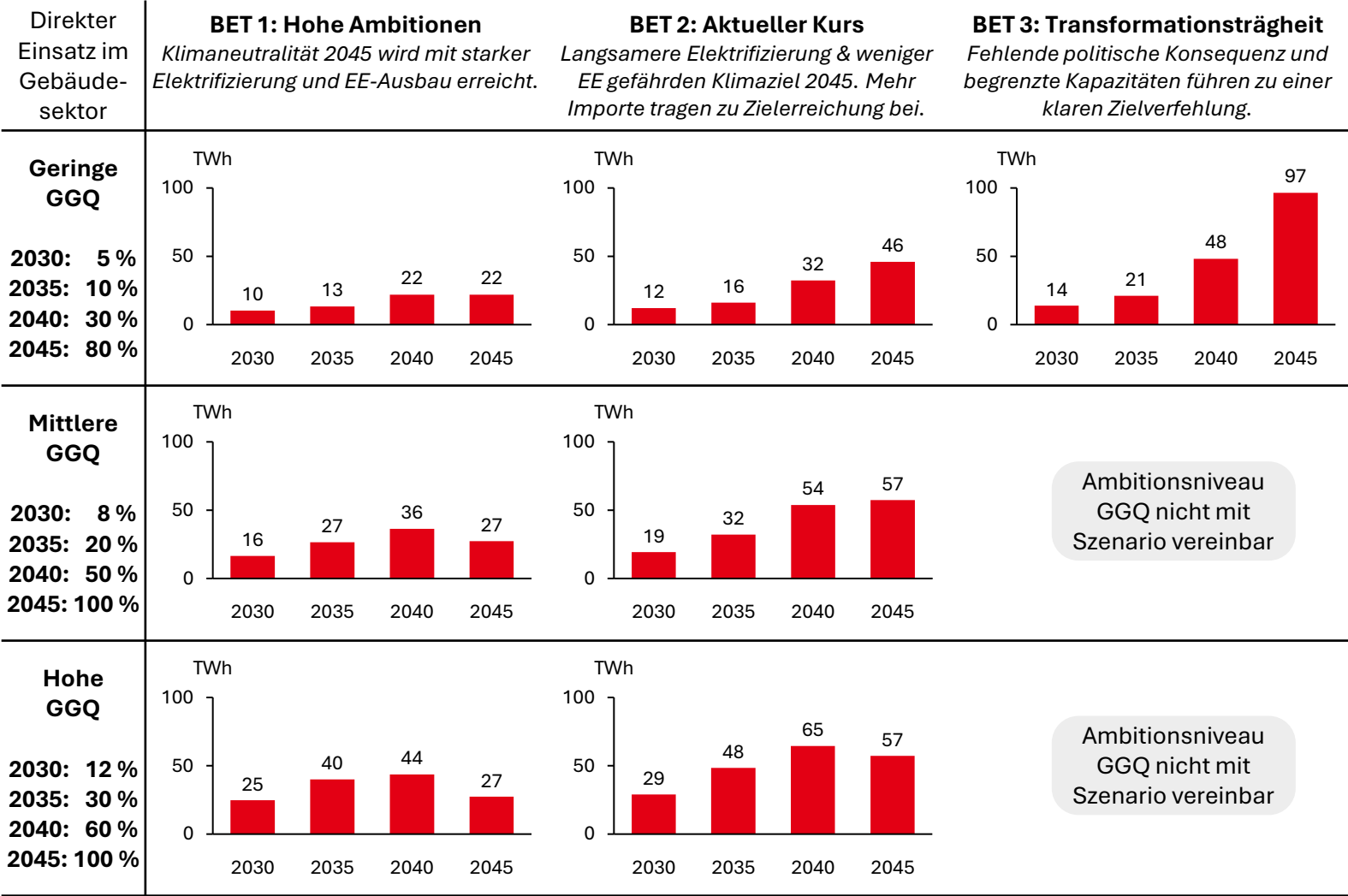
1 Executive Summary

2 Mengenperspektive und Auswirkungen auf Endkundenpreise

3 Ausgestaltungsoptionen



Abhängig von der Höhe der Grüngasquote und des Transformationspfads im Gebäudesektor ergeben sich unterschiedliche Grüngasbedarfe

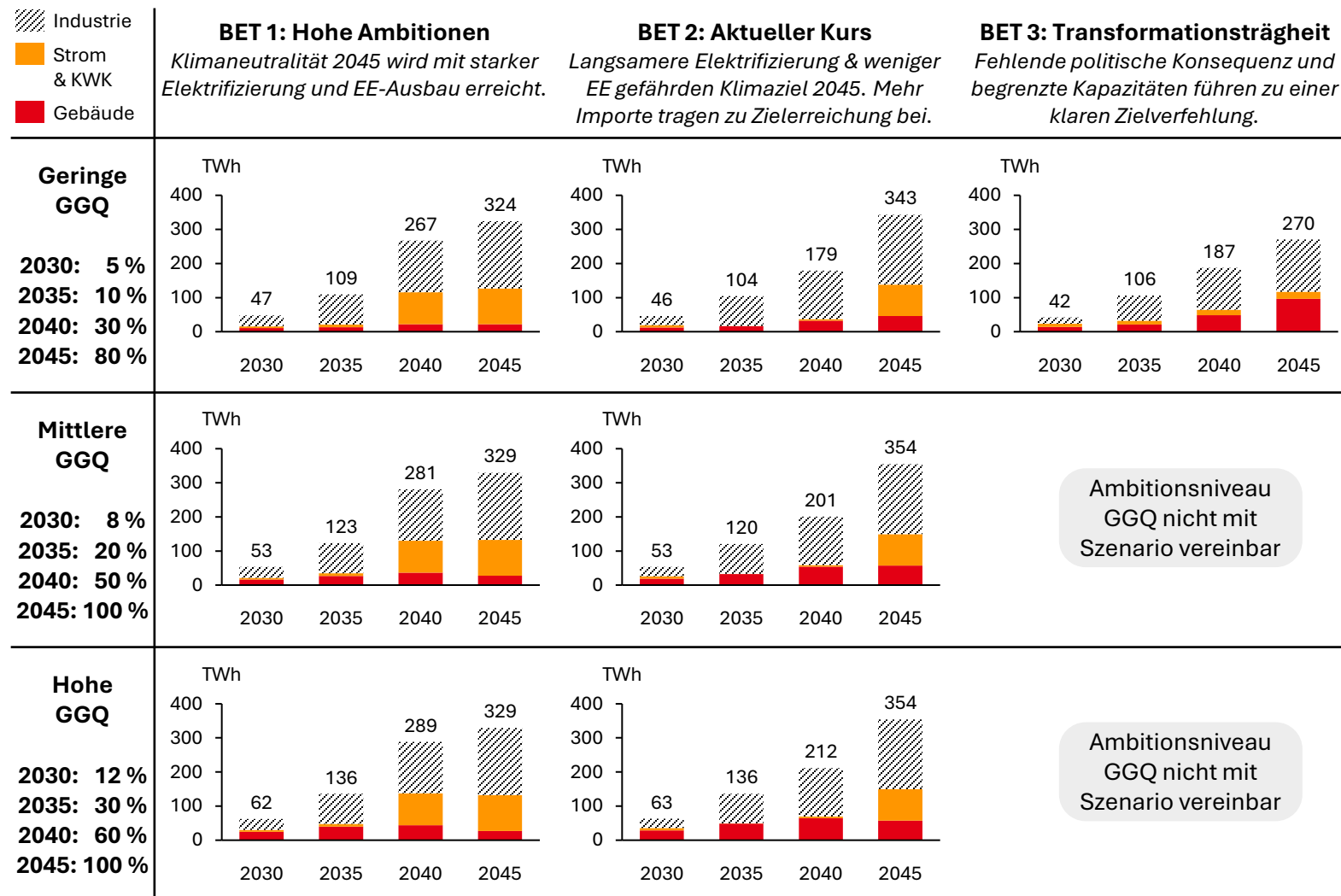


Beschreibung

- Der erwartete Grüngasbedarf für die Beheizung von Gebäuden ist abhängig davon, welche Vorgaben hinsichtlich des einzusetzenden Anteils an grünen Gasen getroffen werden und wie viele Gasheizungen im System verbleiben, statt durch Wärmepumpen oder einen Anschluss an Wärmenetze abgelöst zu werden.
- Die BET-Energiewelten geben in Verbindung mit drei exemplarischen Hochlaufpfaden für eine mögliche Grüngasquote eine Indikation für die erwartete Nachfrage nach Grüngas im Gebäudesektor.
- Für 2030 wird ein Grüngasbedarf im Bereich von 10 TWh in einem Szenario mit einer starken Elektrifizierung und niedriger Grüngasvorgabe erwartet. In einem Szenario mit einer verzögerten Elektrifizierung bei ambitionierten Vorgaben für den Einsatz von grünen Gasen könnte dies bis zu 29 TWh bedeuten.
- Im Jahr 2045 steigt die erwartete Bandbreite auf 22 bis 97 TWh an.

Für 2030 ist eine Bandbreite von 10 bis 29 TWh für den Grüngasbedarf im Gebäudesektor realistisch. Diese steigt bis 2045 auf 22 bis 97 TWh an.

Der Gesamtbedarf nach grünen Gasen in den betrachteten Sektoren steigt langfristig auf bis zu 350 TWh an



Beschreibung

- Der parallele Hochlauf der Nachfrage in den verschiedenen Bereichen kann eine Nutzungskonkurrenz auslösen, wenn kein ausreichendes Grüngasangebot in Form von Biomethan oder Wasserstoff sichergestellt ist.
- Aus systemischer Sicht stellt die direkte Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor keine wirtschaftlich sinnvolle Option dar, da dies u.a. die großflächige Errichtung von Wasserstoffverteilnetzen erfordern würde. Auch eine Beimischung in das Methannetz ist nicht sinnvoll. Infolgedessen bietet sich vor allem die Nutzung von Biomethan zur Erfüllung einer GGQ an.
- Während der Einsatz von Wasserstoff in der Industrie und für die Stromerzeugung und KWK-Wärmeerzeugung bei einem Anschluss an das Kernnetz möglich ist, ist die tatsächliche Nutzung abhängig von der Wirtschaftlichkeit.
- Sofern Biomethan eine wirtschaftlichere Option darstellt ist auch in diesen beiden Sektoren mit einer Nachfrage nach Biomethan zu rechnen.

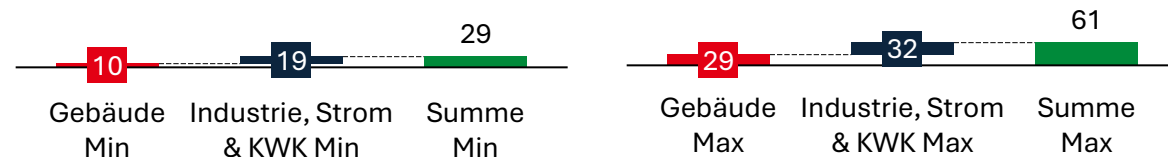
Im Gebäudesektor bietet sich zur Erfüllung einer Grüngasquote der Einsatz von Biomethan an.

Auch durch die Industrie sowie die Stromerzeugung und KWK-Wärmeerzeugung ist neben Wasserstoff eine Nachfrage nach Biomethan zu erwarten.

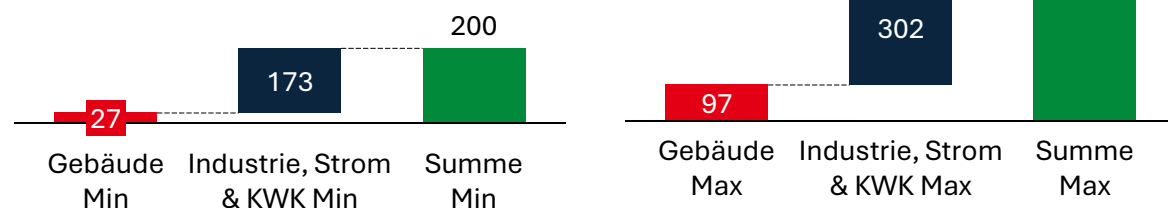
Neben Biomethan aus heimischer Produktion und Importen wird auch Wasserstoff benötigt, um die Nachfrage nach grünen Gasen zu decken

Erwartete Bandbreite der Nachfrage nach grünen Gasen [TWh]

2030

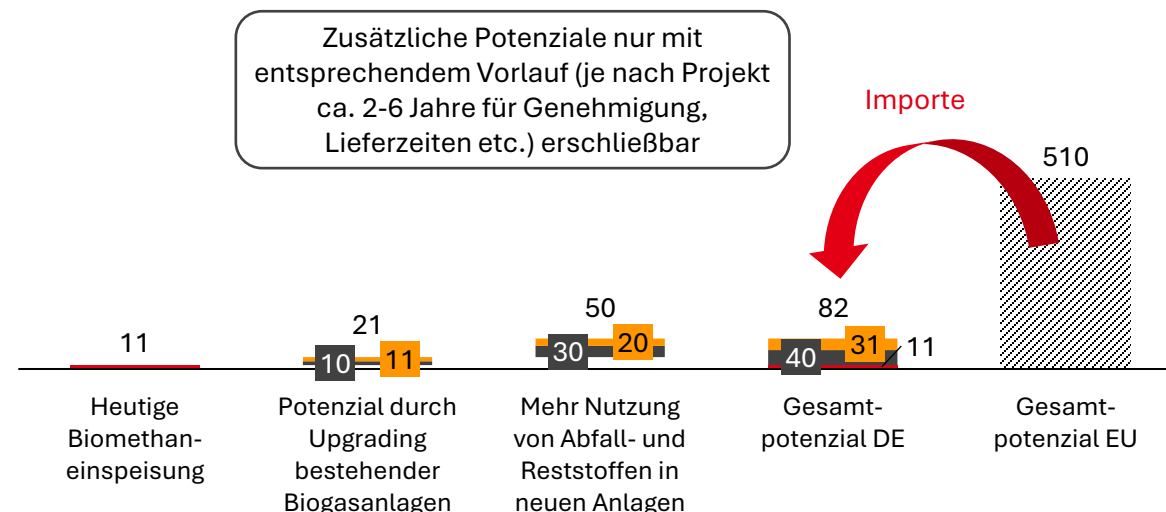


2045



Biomethaneinspeisung & Potenziale (2024)

Bestand
Potenzial min
Potenzial max

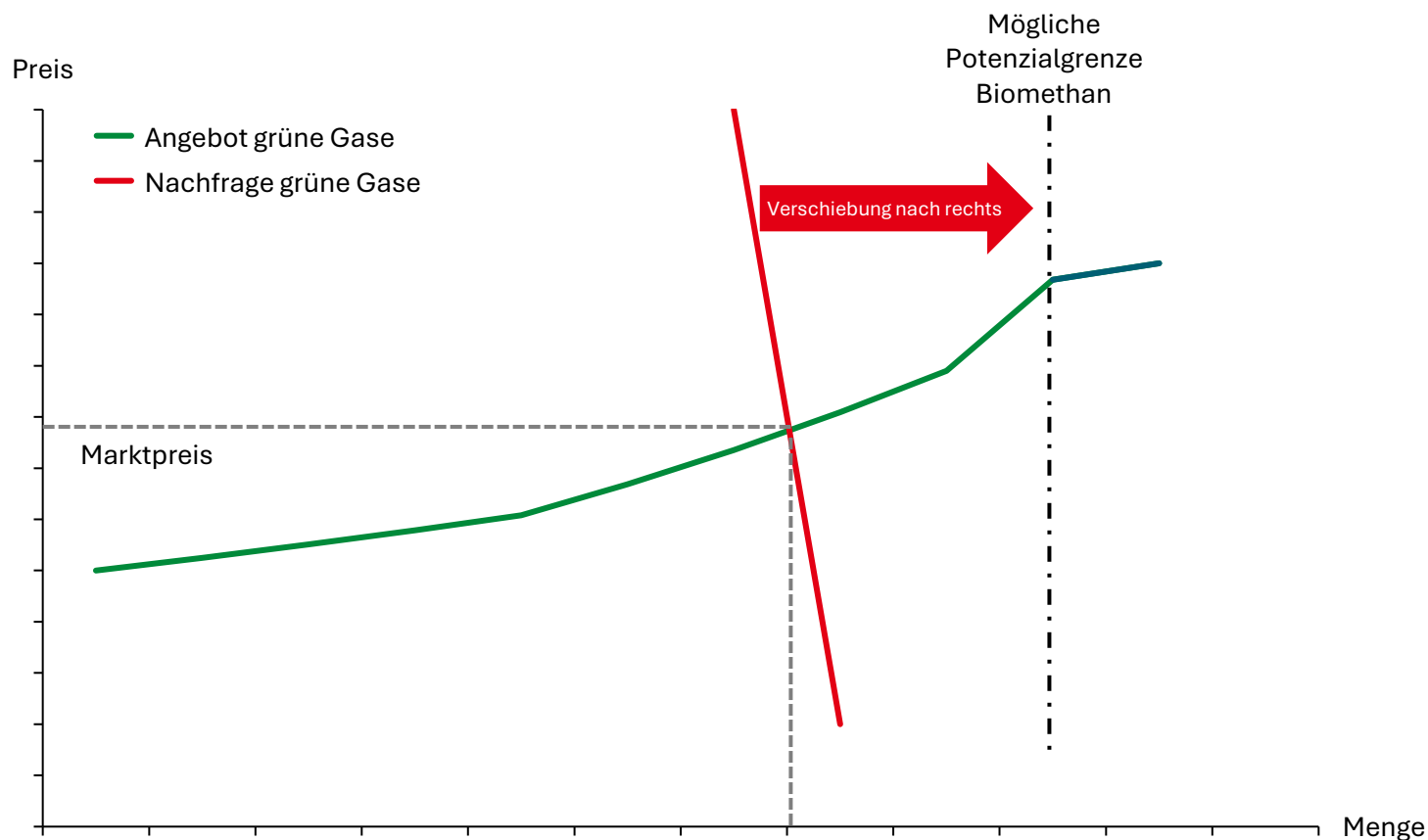


Die heute ins deutsche Gasnetz eingespeiste Biomethanmenge liegt bei ca. 11 TWh. Das langfristig in Deutschland theoretisch erschließbare Biomethan-Potenzial liegt bei bis zu 80 TWh. Bei einem schnellen Ausbau der Biomethankapazitäten ist mit Blick auf 2030 ein ausreichendes Biomethanangebot zur Deckung der Bedarfe potentiell möglich.

Das langfristige deutsche Biomethanpotential kann nur einen Teil der in 2045 erwarteten Bedarfe decken. Auch Importe aus der EU unterliegen Nutzungskonkurrenzen. Daher ist ein erfolgreicher Wasserstoffhochlauf wichtig. Auch wenn die Biomethanpotenziale theoretisch zur Deckung der Bedarfe im Gebäudesektor ausreichen könnten, ist eine reine Allokation der Biomethanmengen auf den Gebäudesektor aus marktlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll möglich. Aufgrund der Nutzungskonkurrenz zwischen den grünen Gasen und Sektoren ist der allgemeine H₂-Markthochlauf auch im Interesse des Raumwärmesektors.

Bei verstärkter Nutzungskonkurrenz zwischen grünen Gasen können sich Preise annähern

Schematische Darstellung von Angebots- und Nachfrageentwicklung grüner Gase



Erläuterung

- Es entsteht eine signifikante Nachfrage nach grünen Gasen aus der GGQ, Industrie sowie Stromerzeugung und KWK-Wärmeerzeugung.
- Dies kann zu einer Nutzungskonkurrenz führen mit der Konsequenz, dass sich Preise erhöhen.
- Dies tritt beispielsweise dann ein, wenn bei begrenzter Biomethanverfügbarkeit auch Nachfrage aus der Stromerzeugung oder der Industrie resultiert.
- Die Preisentwicklung hängt von der Höhe der Grüngasquote sowie der konkreten Angebots- und Nachfragesituation ab.
- Dies kann perspektivisch zu einer Situation führen, dass sich Biomethanpreis und Wasserstoffpreis annähern bzw. Wasserstoff sogar preissetzend für Biomethan werden könnte, insbesondere wenn die Biomethan-Potenziale weitgehend ausgeschöpft sind.
- Ein frühzeitiger Einstieg in die Kostendegression bei H₂ erscheint vorteilhaft.

Die Preisentwicklungen von grünen Gasen werden sich sehr stark an Angebot und Nachfrage orientieren. Nutzungskonkurrenzen können dabei zu zusätzlichen Preissteigerungen führen.

BET erwartet eine Preissteigerung von bis zu 850 €₂₀₂₆ für Haushaltskunden durch die Einführung einer GGQ. Der Kosteneffekt einer H2-Unterquote ist begrenzt

Geringe GGQ	2030 (5%)	2035 (10%)	2040 (30%)	2045 (80%)
Effekt GGQ	+42 € ₂₀₂₆	+84 € ₂₀₂₆	+358 € ₂₀₂₆	+671 € ₂₀₂₆
Effekt H2 10%	+11 € ₂₀₂₆	+9 € ₂₀₂₆	-7 € ₂₀₂₆	-17 € ₂₀₂₆
Effekt H2 25%	+28 € ₂₀₂₆	+23 € ₂₀₂₆	-18 € ₂₀₂₆	-43 € ₂₀₂₆

Mittlere GGQ	2030 (8%)	2035 (20%)	2040 (50%)	2045 (100%)
Effekt GGQ	+66 € ₂₀₂₆	+169 € ₂₀₂₆	+597 € ₂₀₂₆	+839 € ₂₀₂₆
Effekt H2 10%	+17 € ₂₀₂₆	+18 € ₂₀₂₆	-11 € ₂₀₂₆	-21 € ₂₀₂₆
Effekt H2 25%	+42 € ₂₀₂₆	+45 € ₂₀₂₆	-28 € ₂₀₂₆	-53 € ₂₀₂₆

Hohe GGQ	2030 (12%)	2035 (30%)	2040 (60%)	2045 (100%)
Effekt GGQ	+100 € ₂₀₂₆	+253 € ₂₀₂₆	+716 € ₂₀₂₆	+839 € ₂₀₂₆
Effekt H2 10%	+26 € ₂₀₂₆	+27 € ₂₀₂₆	-13 € ₂₀₂₆	-21 € ₂₀₂₆
Effekt H2 25%	+64 € ₂₀₂₆	+68 € ₂₀₂₆	-33 € ₂₀₂₆	-53 € ₂₀₂₆

Beschreibung

- Zur Einordnung der jährlichen Mehrkosten durch die GGQ hat BET auf Basis der Preisprojektionen eines BET-Szenarios die Kosten inkl. GGQ für verschiedene Ausprägungen untersucht.
- Dabei wird ein Standard-Einfamilienhaus betrachtet, dass einen jährlichen Gasbedarf von 20,000 kWh/a mit Basiskosten von c. 2,100 €₂₀₂₆/a im Jahr 2030 aufweist.
- Grundsätzlich sind Preissteigerungen für die Versorgung mit fossilem Erdgas zu erwarten, insbesondere aufgrund steigender Netzentgelte und CO2-Emissionskosten.
- Je nach Höhe der GGQ steigen die Kosten um bis zu 100 €₂₀₂₆ in den frühen Jahren und um bis zu 839 €₂₀₂₆ in 2045. Dabei wird eine vollständige Erfüllung der GGQ durch Biomethan angenommen.
- Sofern eine Erfüllung durch H2 möglich ist und diese durch z.B. eine Unterquote angereizt wird, sind in der kurzen Frist relativ geringe Mehrkosten zu erwarten*, da H2 kurzfristig hochpreisiger sein wird. Langfristig sind durch den Einsatz von H2 Kostensenkungen möglich.

Eine Grüngasquote steigert die Gasbezugskosten für Haushalte. Bei hohen Quoten über 50% sind perspektivisch Mehrkosten im oberen dreistelligen Euro Bereich pro Jahr zu erwarten. Ein moderate H₂-Unterquote führt kurzfristig zu moderaten Kostensteigerungen.

Agenda

-
- 1 Executive Summary
 - 2 Mengenperspektive und Auswirkungen auf Endkundenpreise
 - 3 Ausgestaltungsoptionen**
-



Die Grüngasquote ist ein politischer Baustein zur Klimaneutralität, den es auszugestalten gilt

	Ausgestaltungsmerkmal	Ausgestaltungsoption
1	Art der Quote	Treibhausgasminderungsquote vs. energetische Quote
2	Bezugsmenge	Fernwärme in Bezugsmenge inkludieren? Abgrenzung von Industrie und Gewerbe?
3	Verpflichteter	Importeur/Produzent oder Endkunden-lieferant/Energiesteuerverpflichteter?
4	H2 Anreiz	Kein Anreiz vs. Unterquote vs. Multiplikator
5	Sektorübergreifende Zertifikate	Ja vs. nein
6	Erfüllungsnachweisführung	Massenbilanzierung oder Book & Claim?
7	Banking Borrowing	Ja vs. nein und in welcher Höhe?
8	Pönale	In welcher Höhe?
9	Risikobegrenzung	Wofür und wie?

Es können Abhängigkeiten zwischen den Ausgestaltungsoptionen bestehen. Bspw. erscheint ein sektorübergreifende Möglichkeit von Erfüllungsoptionen sinnvoller, falls expliziter ein H2-Anreiz geschaffen werden soll.

Eine Gas-THG-Minderungsquote anstatt einer rein energetischen Quote ist zielgerichteter

1

Art der Quote

Soll die Quote eine energetische Quote sein oder eine Treibhausgasminderungsquote?

Energetische Gasquote = x% Anteil der kohlenstoffarmen Brennstoffen an den zur Wärmeversorgung eingesetzten Gasmengen

Gas-THG-Minderungsquote = x% Treibhausgasminderung im Vergleich zum Erdgaseinsatz durch Nutzung von kohlenstoffarmen gasförmigen Brennstoffen

Was für eine energetische Quote spricht	Was für eine THG-Minderungsquote spricht
Einfachheit: 1 MWh klassifizierter Brennstoff trägt mit 1 MWh zur Quote bei. Klassifizierung: THG-Mindestminderung sollte definiert werden. Zur Bestimmung der THG-Minderung ist ein Referenzwert bezogen auf Erdgas sinnvoll.	Ziel wird Steuerungsgröße: Unterschiedliche Potenziale der grünen Gase (unterschiedliche Biomethanqualitäten, RFNBO-H₂, Low –Carbon H₂) werden berücksichtigt. Zur Bestimmung der THG-Minderung ist ein Referenzwert bezogen auf Erdgas sinnvoll.
Vereinfachte Steuerung von THG-Minderungseffekt möglich: bei einer energetischen Quote könnte die THG-Wirkung über eine stufenweise Verschärfung im Zeitverlauf der Qualitätsanforderung an zugelassene Brennstoffe zur Quotenerfüllung hinsichtlich THG-Mindestminderung approximiert werden.	GModG §42a verweist auf Bundes-Klimaschutzgesetz §3 (2): <i>Bis zum Jahr 2045 werden die Treibhausgasemissionen so weit gemindert, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Nach dem Jahr 2050 sollen negative Treibhausgasemissionen erreicht werden.</i>

Für die Bezugsmenge (Nenner) sollte eine praktikable Abgrenzung erfolgen

2

Geltungs- bereich und Bezugs- menge

Welche Gaslieferungen zur Gebäudewärme bilden den Nenner der Quote?

- Direkte Gaslieferungen zur Beheizung aller Gebäude
- Keine Verpflichtung von Wärmenetzen, die unter das Wärmeplanungsgesetz (WPG) fallen (s. Folgefolie)
- Spannungsfeld zwischen Zielgenauigkeit (allen Gaseinsatz für Raumwärme erfassen) und praktischer Umsetzung (Abgrenzung von Gasmengen für Lieferanten)
 - Eine generelle Abgrenzung aller RLM-Kunden birgt die Gefahr, dass große Büro- und Verwaltungskomplexe oder Wohnquartiere, die nicht unter das WPG fallen, nicht erfasst würden.

Möglicher Ansatz:

- **SLP-Gaskunden** im Default als Raumwärme ansehen mit Widerspruchsmöglichkeit für Gewerbe und Industrie
- **RLM-Gaskunden** könnten ggf. zur aktiven Meldung bei einem hauptsächlichen Gaseinsatz zur Erzeugung von Raumwärme verpflichtet werden (z.B. Abfrage bei neuem Vertragsschluss/Vertragsverlängerung)



WPG verpflichtet Wärmenetze bereits zur Dekarbonisierung – eine zusätzliche GGQ wäre Doppelsteuerung

Soll das zur Fernwärmeerzeugung eingesetzte Gas Teil der GGQ-Bezugsmenge sein?

WPG-Pfad fordert: Neue Netze ≥ 65 % EE/Abwärme; Bestand ≥ 30 % ab 2030; ≥ 80 % ab 2040 und vollständige Dekarbonisierung bis 2045

Was für die Einbeziehung spricht	Was gegen die Einbeziehung spricht
Gleichbehandlung: Gasverbrauch würde unabhängig davon erfasst, ob Wärme dezentral oder über ein Wärmenetz erzeugt wird.	Regulatorische Doppelsteuerung: Das WPG schreibt den Dekarbonisierungserfolg bereits verbindlich vor; die GGQ würde zusätzlich den Brennstoffeinsatz regulieren. Eine weitere Dekarbonisierungsverpflichtung vor 2045 für dezentrale Gasheizungen gibt es jedoch nicht.
Kurzfristige Emissionsminderung: Biomethan kann vorhandene KWK-Anlagen und Spitzenlastkessel ohne sofortigen Anlagentausch dekarbonisieren.	Kein gesicherter Zusatznutzen, Anrechnung muss möglich sein: Grüngas sollte zur erforderlichen WPG-Erfüllung eingesetzt werden können (Anrechnung auf WPG-Ziele), dies löst dann aber nicht zwingend eine über das WPG hinausgehende THG-Minderung aus.
Markthochlauf: Größere Absatzmengen könnten Investitionen in Biomethan und andere grüne Gase unterstützen.	Einschränkung der Technologieoffenheit durch Vorgaben an Teillösungen (grüner Gaseinsatz)
Juristisch: Es ist kein rechtliches Argument dafür ersichtlich, warum § 42a GModG im Ausgangspunkt nicht auch Fernwärme erfassen sollte.	Zusätzliche Kostenbelastung: Der Grüngas-Aufpreis erhöht die Fernwärmepreise zusätzlich und kann Anschluss, Verdichtung und Akzeptanz der Wärmenetze beeinträchtigen.

Die Gegenargumente überwiegen aus Sicht von BET, da aufgrund weiterer Restriktionen für die Fernwärme aus dem WPG kein Level-Playing-Field erreicht werden kann und eine weitere Steuerungsgröße auf Brennstoffebene neben bestehenden Verpflichtungen zur Dekarbonisierung eine unverhältnismäßige Doppelsteuerung wäre.

Gas zur Wärmeerzeugung in dem WPG unterliegenden Wärmenetzen sollte nicht in die GGQ-Bezugsmenge einbezogen werden.

Verpflichteter zur Quotenerfüllung könnte Energiesteuerschuldner sein

3

Verpflichtete

Wie sollte der Begriff der Inverkehrbringer definiert werden?

- Der Begriff Inverkehrbringer sollte möglichst in Anlehnung an bestehende Gesetze und Regelungen aus dem Erdgasbereich definiert werden.
- Der Inverkehrbringer muss Transparenz darüber haben, für welche Anwendung das betroffene Gas genutzt wird.
- Insofern ist es naheliegend dass der Lieferant als Inverkehrbringer definiert wird, da dieser abhängig vom Vertragstyp (RLM/SLP, Haushalt/Gewerbe) die relevanten Gasmengen identifizieren kann, bzw. erforderlich Nachweise (z.B. Wärmenetz gemäß WPG) anfragen könnte. Ein Importeur hat diese Kenntnisse nicht.
- Hinsichtlich der Ausgestaltung erscheint eine Orientierung der Definition des Steuerschuldners für die Energiesteuer in Anlehnung an BEHG und TEHG möglich. Für Erdgas bedeutet dies nach § 38 EnergieStG im Wesentlichen:

„Die Steuer entsteht dadurch, dass [...] Erdgas für den Verbrauch aus dem Leitungsnetz entnommen wird [...]“

(2) Steuerschuldner ist

1. der Lieferer, wenn dieser im Steuergebiet ansässig ist und das gelieferte Erdgas nicht durch einen anderen Lieferer aus dem Leitungsnetz entnommen wird,
2. andernfalls derjenige, der das Erdgas aus dem Leitungsnetz entnimmt.

§ 38 Absatz 2 EnergieStG



Sektorenübergreifende Nutzungskonkurrenz um Biomethan macht einen H₂-Anreiz systemisch sinnvoll

4

H₂-Anreiz

Sollte es einen Anreiz für den H₂-Hochlauf im Rahmen der GGQ geben?

- **Ohne H₂-Anreiz** würde die **GGQ zunächst** durch günstigere Gase wie **Biomethan** erfüllt werden. Solange Biomethan günstiger als H₂ ist, werden auch andere Sektoren zur Dekarbonisierung ausschließlich Biomethan kaufen (z.B. Industrie/Fernwärme)
- **Bei Anstieg der GGQ und/oder Nachfrage aus anderen Sektoren** für Biomethan könnte **deutliche Preissteigerungen** und **fehlende Grüngasmengen im Wärmesektor** die Folge sein. (siehe Kapitel Mengenperspektive und Auswirkungen auf Endkundenpreise)
- Aufgrund der Nutzungskonkurrenz zwischen den grünen Gasen und Sektoren ist der **allgemeine Wasserstoffhochlauf** auch **im Interesse des Raumwärmesektors**.
- Ein **H₂-Markthochlauf zur Stärkung von Resilienz und Diversifizierung des Energiesystems** ist damit in **eigenem Interesse der Verpflichteten** und des allgemeinen Klimaneutralitätsziels.
- Aber: **Einsatz von physischem H₂ im Raumwärmesektor in Form von Beimischung für gesamthafte Transformation nicht sinnvoll und eigene dezidierte H₂-Verteilnetze (in der Fläche) zeitnah nicht abzusehen.**



Ein H₂-Anreiz kann als H₂-Multiplikator, Unterquote oder wie bei der THG-Quote als Kombination ausgestaltet sein



Was spricht gegen einen H ₂ -Anreiz?	Was für eine H ₂ -Unterquote spricht	Was für einen H ₂ -Multiplikator spricht	Kombination Unterquote/Multiplikator
Geringere Komplexität: Keine Diskussion über Treibhausgasminderungsintensität der zulässigen „Farben“, Doppelzählung und Möglichkeiten der physischen Lieferung.	Schutz des Wärmesektors vor Nutzungskonkurrenz: Der allgemeine Wasserstoffhochlauf ist für eine ausreichend hohe Grüngasquote im Wärmesektor aufgrund der Nutzungskonkurrenz erforderlich.		
Kosteneffizienz: Kurzfristig ggf. geringere Kosteneffizienz bei Schaffung eines H ₂ -Anreizes hinsichtlich THG-Minderung, da Markthochlauf mitfinanziert wird.	Verlässlicher H₂-Markthochlauf: Garantiert eine bestimmte H ₂ -Nachfrage und ein festgelegter Mengenpfad schafft belastbare Absatzperspektiven für Elektrolyseure, Importeure und Infrastrukturbetreiber.	Verpflichtete Inverkehrbringer von Gas zur Raumwärme haben die Option , jedoch nicht die Pflicht , H ₂ einzusetzen. Keine Fehlallokation knapper H₂-Mengen ohne gleichzeitige Verpflichtung des Wärmesektors ohne physische Erfüllungsoption (Kein H ₂ -Verteilnetz zeitnah verfügbar und Ausschluss Beimischung).	Gleiche Logik wie bei RFNBO-Unterquote bei THG-Quote im Verkehrssektor , mit erhöhter Komplexität und gleichem Nachteil wie einer reinen Unterquote für die GGQ , dass Inverkehrbringer von Gas zur Erzeugung von Raumwärme eine Pflicht ohne physische Erfüllungsoption auferlegt wird.
	Unterquote kann regulatorische H₂-Qualität festlegen und damit auch Klimawirkung definieren.	Kosteneffiziente und technologieoffene GGQ-Erfüllung: H ₂ steht in Konkurrenz zu anderen grünen Gasen unter Berücksichtigung des Multiplikators.	
	Flexible Ausgestaltung in der Zeit: Unterquote kann befristet oder hochlaufend ausgestaltet werden. Höhe der Quote erfordert stärkeres politisches Commitment	Flexible Ausgestaltung in der Zeit: Multiplikator kann befristet werden oder abschmelzen. Allerdings ist die Festlegung der Höhe des Multiplikators nicht trivial (Zielkonflikt THG-Minderung vs. H ₂ -Anreiz).	

Die Abwägung ist zwischen verbindlicher Unterquote mit garantiertem H₂-Hochlauf und optionaler Erfüllung über einen Multiplikator bzw. deren Kombination zu treffen. Aufgrund der fehlenden Möglichkeit des Raumwärmesektors H₂ selber physisch sinnvoll einzusetzen, spricht dies aus BET-Sicht im Gegensatz zu einer Unterquote wie bei der THG-Quote im Verkehrssektor tendenziell eher für ein Multiplikator im Rahmen der GGQ.

Bei gleichen Mehrkosten führt ein Multiplikator zu effektiv geringeren THG-Einsparungen. Die Höhe des Multiplikators festzulegen, bedarf daher einer politischen Abwägung zwischen kurzfristiger THG-Minderung und ausreichend hohem Anreiz für H₂-Hochlauf, der die Bankability von H₂-Projekten erhöhen kann. Dabei ist auch zu berücksichtigen gegen welche Biomethanqualität (THG-Intensität) der H₂ angereizt werden soll und ob eine energetische Quote oder eine THG-Quote präferiert wird.

Um First-Mover zu unterstützen könnte der Multiplikator auf Basis des COD des Elektrolyseurs festgeschrieben werden, anstelle einer jahresspezifischen Abschmelzung.

Sektorenübergreifende Erfüllungsoptionen sind sinnvoll bei einem expliziten H₂-Anreiz

5

Sektoren- übergreifend Erfüllungs- optionen

Sollte es eine Möglichkeit zur Generierung von Zertifikaten zur Erfüllung der GGQ in anderen Sektoren geben?

- Bei Konzentration auf Biogas/Biomethan ohne expliziten H₂-Anreiz ist ein einfacher Handel der Grüngasattribute erforderlich, jedoch bedarf es keiner sektorenübergreifenden Anerkennungsmöglichkeit, da systemisch Biomethan sinnvoll über die bestehenden CH₄-Leitungen in der Raumwärme eingesetzt werden kann.
- Sofern ein H₂-Anreiz gesetzt wird, sollte die Möglichkeit bestehen, erforderliche Nachweise durch die physische Erfüllung in anderen Sektoren (Industrie, Kraftwerke, Fernwärme) zu generieren und diese an die Verpflichteten der GGQ zu übertragen.
- Eine Doppelanrechnung von THG-Minderung oder anderen grünen Attributen ist auszuschließen.



Wenn ein H₂-Anreiz gesetzt wird, sollte eine Erfüllung über sektorübergreifenden Zertifikatshandel möglich sein

Industrie und Fernwärme als freiwillige Erfüllungsoption

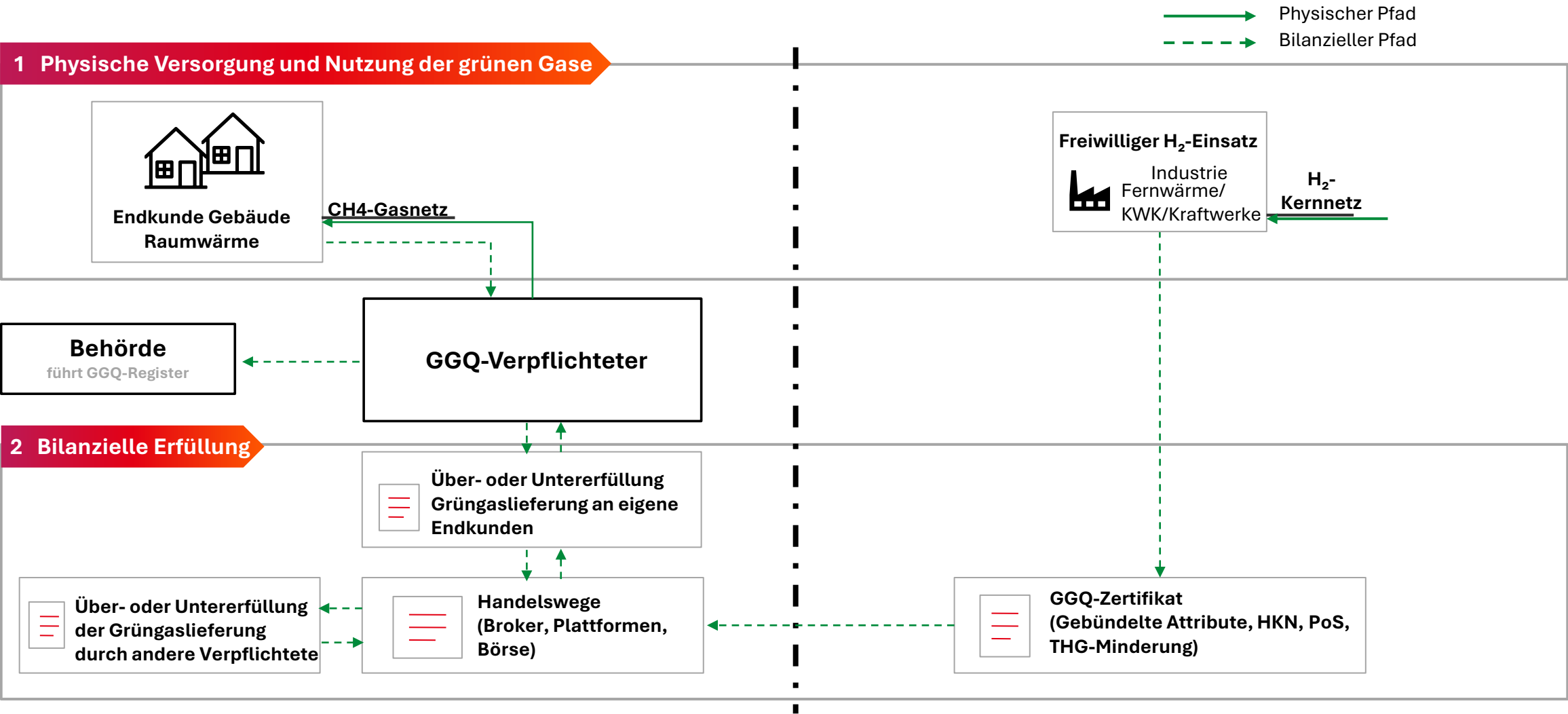
Qualifizierter H₂-Einsatz in Industrie, Fernwärme/KWK oder Stromerzeugung

- Option auf ein Grüngasquotenzertifikat
- Erwerb und Entwertung durch den GGQ-Verpflichteten
- Damit werden physischer H₂-Einsatz und Quotenerfüllung räumlich und sektoral entkoppelt.

Was für das Modell spricht	Welche Risiken beherrscht werden müssen
H₂ wird dort eingesetzt, wo es sinnvoll und möglich ist: insbesondere an Industrie-, Kraftwerks- und KWK-Standorten mit Zugang zum H ₂ -Kernnetz.	Zusätzlichkeit/keine Doppelvermarktung: Bereits gesetzlich vorgeschriebene oder vollständig geförderte H ₂ -Mengen dürfen nicht ohne Weiteres zusätzliche Zertifikate erzeugen und diese verkaufen.
Geringere Erfüllungskosten für Verpflichteten und damit Preise für Endkunden: Die günstigsten verfügbaren H ₂ -Projekte können Zertifikate für den gesamten Markt erzeugen.	Doppelanrechnung/Sektorale Klimabilanz: Dieselbe Menge darf nicht gleichzeitig in mehreren Sektoren angerechnet werden.
Transformation in der Industrie: H ₂ -Transformationsprojekte in der Industrie erhalten möglichen zusätzlichen Erlösstrom, der einen früheren H ₂ Hochlauf ermöglicht	
H₂-Markthochlauf und Kernnetz Nutzung: Unterstützung des systemisch erforderlichen H ₂ -Markthochlauf inkl. früherer Nutzung des über das Amortisationskonto unterstützte Kernnetz.	

Ein expliziter H₂-Anreiz im Rahmen der GGQ ist in Verbindung mit sektorübergreifenden Erfüllungsoptionen sinnvoll.

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



Erfüllungsnachweise – Nachverfolgung

6

Erfüllungsnachweise

Mögliches Vorgehen

- Behördlich geführtes GGQ-Kontenregister (z.B. UBA/DEHSt oder Zollamt) mit standardisierten, handelbaren Einheiten.
- Ein GGQ-Zertifikat referenziert alle Attribute/Zertifikate von Herkunftsnachweis, THG-Intensität, Proof of Sustainability etc. des für das GGQ-Zertifikat verwendeten Brennstoffs.
- Ein GGQ-Zertifikat sollte auf bestehende/geplante Datenbanken (bspw. EU Unions Datenbank, Gas-HKNR etc.) referenzieren und sicherstellen, dass die Attribute/Zertifikate gesamthaft übertragen bzw. entwertet/gesperrt werden, um eine Doppelanrechnung zu verhindern.
- Damit werden bestehende massenbilanzierte Erzeugungs- und Liefernachweise als Voraussetzung für die Erstellung eines GGQ-Zertifikats genutzt.
- Das GGQ-Zertifikat entsteht bei Einsatz des Brennstoffes in den dafür qualifizierten Sektoren/Anwendungen.
- Der erneuerbare H₂-Einsatz in anderen Sektoren (Industrie, Fernwärme, Stromerzeugung) erlaubt ebenfalls eine Option auf ein GGQ-Zertifikat. Bei der Generierung eines GGQ-Zertifikats werden die anderen Zertifikate/Attribute übertragen bzw. gesperrt/entwertet und somit für eine andere Verwendung ausgeschlossen.
- Ein GGQ-Zertifikat kann aus den anderen Sektoren an einen Verpflichteten im Raumwärmebereich übertragen und verkauft werden. Ebenfalls ist ein freier Handel der GGQ-Zertifikate innerhalb des Raumwärmebereichs möglich.



Erfüllungsnachweise – Anrechenbarkeit und Wechselwirkung

6

Erfüllungsnachweise

Anrechenbarkeit und Trennung der Attribute

- Eine Doppelanrechnung von THG- oder anderen grünen Attributen ist auszuschließen. Naheliegend ist eine gebündelte Übertragung aller Attribute (PoS, THG-Minderung, HKN) bzw. eine Sperrung/Entwertung mit der Erzeugung eines GGQ-Zertifikats.
- Grundsätzliche wäre eine Trennung von PoS, HKN und THG-Minderung denkbar, würde aber die ökologische Integrität schwächen mit ggf. der Möglichkeit einer Anrechnung auf eine RFNBO-Industriequote
- Zusätzliche, nicht (regulatorische) bereits verpflichtete H₂-Mengen, können als sektorübergreifende Erfüllungsoption für den Raumwärmebereich genutzt werden

Erste indikative Einschätzung von Wechselwirkungen

- **WPG:** Einsatz grüner Gas Attribute für Dekarbonisierungsziele im WPG schließt Weiterverkauf für Erfüllung der GGQ aus (sofern WPG Verpflichtete von der GGQ ausgeschlossen werden)
- **StromVKG:** Sofern keine Verpflichtung aus dem StromVKG für den Einsatz von H₂ besteht, können Zertifikate sektorübergreifend verkauft werden
- **KWKG:** Zertifikate können sektorübergreifend verkauft werden
- **Industrie:** Abhängig ob und wie eine RFNBO-Industriequote ausgestaltet wird



Banking und Borrowing sollte in Grenzen zum Umgang mit Unsicherheit ermöglicht werden

7

Banking und Borrowing

In welchem Umfang sollen Über- und Untererfüllungen zwischen Verpflichtungsjahren übertragen werden können?

- Die Menge des in zu Verkehr zu bringendes Erdgas für den Wärmesektor ist zu Beginn des Jahres für den Inverkehrbringer nicht absehbar (z.B. Schwankungen aus Temperaturabhängigkeiten).
- Um dem Rechnung zu tragen, empfiehlt sich ein jährlicher Übertrag von Mengen (Banking und Borrowing), wobei das Borrowing begrenzt werden sollte.
- Das zulässige Borrowing sollte mindestens 10 % der Jahresverpflichtung umfassen, da dies die Größenordnung von historischen Unsicherheiten im Erdgasbedarf umfasst.
- BET sieht ein höheres Borrowing von 20 – 30 % der Jahresverpflichtung als vorzugswürdig an, da dies auch weitere Unsicherheiten in der Mengenverfügbarkeit abdeckt.
- Borrowing verpflichtet zur zeitnahen Nachholung der THG-Minderung. Aus administrativen Gründen könnte pragmatisch die Nachholungsverpflichtung innerhalb des folgenden Kalenderjahrs vorgesehen werden.
- Ein Banking sollte der Höhe nach unbegrenzt möglich sein. Zeitlich sollten die Zertifikate nach 3 Jahren verfallen. (Stärkere Schwankungen als im THG-Sektor, deswegen 3 statt 1 Jahr)
- Im Rahmen der zulässigen Grenzen (Borrowing) sind keine Pönalen zu zahlen.



Die Pönale sollte den Aufpreis grüner Gase zu Erdgas inkl. Emissionskosten deutlich übersteigen

8

Pönale

Wie sollte die Pönale bemessen werden und wie ist das Verhältnis zu anderen Klimaschutzinstrumenten (insbesondere der THG-Quote im Verkehrssektor)?

- Für Fehlmengen, die über das zulässige Maß des Borrowing hinaus gehen ist eine Pönale durch den Inverkehrbringer zu entrichten.
- Die Pönale sollte so ausgestaltet sein, dass die grundsätzliche Erfüllung der GGQ preisgünstiger möglich ist und die Pönale somit die Erfüllung anreizt.
- Für eine einfache Ausgestaltung und eine Planbarkeit für alle Beteiligten empfiehlt sich eine Ausgestaltung als fester Wert.
- Um den Einsatz grüner Gase sicher anzureizen, bedarf es einer Pönale von mindestens 1.000 €/t (ca. 200 €/MWh Aufpreis auf Erdgas) → siehe Infokasten .
- Im Falle einer H₂-Unterquote sollte die Pönale in Anlehnung an die THG-Quote im Verkehrssektor bei 120 €/GJ (432 €/MWh) liegen
- Sofern eine Pönale zu zahlen ist, sollte die Fehlmenge als erfüllt betrachtet werden, andernfalls droht eine Preisspirale.
- Sollte das Niveau der Pönale nicht ausreichen, um die Erfüllung der GGQ anzureizen, sollte eine Anpassung im Zeitverlauf umgesetzt werden.



Der Bedarf für eine entsprechend hohe Pönale ergibt sich für den Fall, dass z.B. erneuerbarer Wasserstoff aufgrund hoher Nutzungskonkurrenz für grüne Gase bereits frühzeitig preissetzend ist. Wenn gleichzeitig die Preise für Erdgas inklusive der Emissionskosten im Bereich von 50 €/MWh liegen, ist eine niedrigere Pönale (z.B. 600 €/t in Anlehnung an die THG-Quote im Verkehrssektor) nicht ausreichend, um den Einsatz grüner Gase sicher anzureizen.



Risikobegrenzung und regulatorische Voraussetzungen

9

Risiko- begrenzung und regu- latorische Voraus- setzungen

Welche Nachweismechanismen und Force-Majeure-Regelungen sollten implementiert werden?

- Force-Majeure-Regelungen sollten markt-/systemweit greifen und nicht auf Unternehmensebene Anwendung finden.
- Bei einem Ausfall eines einzelnen Grüngaslieferanten ist eine Ersatzbeschaffung vorzusehen.
- Wenn das gesamte Marktvolumen nicht für Erfüllung der GGQ ausreicht, sollte zunächst auf Borrowing zurückgegriffen werden.
- Anerkennungsfähige Ereignisse für eine Force-Majeure-Regelung könnten z.B. Naturkatastrophen, Krieg und geopolitische Konflikte bzw. daraus resultierende Handelsbeschränkungen oder ein Ausfall von erforderlichen Register- oder Nachweissystemen.
- Durch die zuständige Behörde (z.B. UBA/DEHSt oder Zollamt) kann eine Fristverlängerung zur Vorlage oder Entwertung von Erfüllungsnachweisen, die Übertragung einer Fehlmenge auf den folgenden Verpflichtungszeitraum oder das anteilige Herabsetzen der Verpflichtung für den betroffenen Zeitraum erfolgen.



Ihre Ansprechpartner



Dr. Denis vom Stein

Leiter Kompetenzteam Industrie

- +49 241 47062-419
- denis.vomstein@bet-consulting.de



Ralph Kremp

Partner

- +49 30 2418991-81
- ralph.kremp@bet-consulting.de

BET Consulting GmbH

info@bet-consulting.de | www.bet-consulting.de

Geschäftsführer:

Dr. Alexander Kox | Dr. Olaf Unruh

Sitz der Gesellschaft: Aachen

Registergericht: Aachen

Handelsregister: HRB 5731

