



# Vom Nutzen und Nachteil einer Grüngasquote für die Transformation

Einordnung des Konzeptes Grüngasquote im Auftrag von Bellona Deutschland



# Herausgeber

Das **Institut der deutschen Wirtschaft (IW)** ist ein privates Wirtschaftsforschungsinstitut, das sich für eine freiheitliche Wirtschafts- und Gesellschaftsordnung einsetzt. Unsere Aufgabe ist es, das Verständnis wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Zusammenhänge zu verbessern.

Das **Wuppertal Institut (WI)** zählt zu den führenden internationalen Think Tanks und transformativen Forschungseinrichtungen. Gemeinsam mit unseren Stakeholdern gestalten wir Transformationsprozesse hin zu einer Zukunft, in der die Erderwärmung auf ein verträgliches Niveau zurückgeführt wird und die vorhandenen Ressourcen auf eine Weise genutzt werden, die allen ein gutes Leben innerhalb der planetaren Grenzen ermöglicht.

## Ansprechpartner

Malte Küper (IW) | Senior Economist für Energie und Klimapolitik | [Kueper@iwkoeln.de](mailto:Kueper@iwkoeln.de)

Frank Merten (WI) | Co-Leiter Forschungsbereich Systeme und Infrastrukturen | [Frank.Merten@wupperinst.org](mailto:Frank.Merten@wupperinst.org)

# Das Projekt

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa verläuft bislang deutlich langsamer als erwartet. Zwar gilt grüner Wasserstoff weiterhin als Schlüsseltechnologie der klimaneutralen Transformation, doch hohe Strompreise, gestiegene Kapitalkosten und strenge EU-Kriterien bremsen Investitionen. Während die nationale Wasserstoffstrategie ursprünglich bis 2030 zehn Gigawatt Elektrolyseleistung vorsah, sind bisher nur wenige Hundert Megawatt installiert.

Vor diesem Hintergrund wird eine Grüngasquote diskutiert: Gasversorger sollen verpflichtet werden, einen wachsenden Anteil dekarbonisierter Gase wie Wasserstoff oder Biomethan einzuspeisen. Befürworter sehen darin Investitionssicherheit und klare Mengenvorgaben, Kritiker warnen vor Mengenverknappung, Kostenrisiken und geringen Klimawirkungen.

Die vorliegende Analyse untersucht, inwiefern eine Grüngasquote tatsächlich einen Beitrag zur Klimaneutralität leisten kann: Schafft sie (mehr) Planungssicherheit und beschleunigt den Markthochlauf – oder führt sie zu Fehlanreizen, Wettbewerbsnachteilen und Akzeptanzproblemen?

# Executive Summary (I/II)

Vor dem Hintergrund schleppender Fortschritte beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft wird die Einführung einer **Grüngasquote (GGQ)** diskutiert. Sie soll Inverkehrbringer verpflichten, zunehmend steigende Anteile klimafreundlicher Gase in das deutsche Gasnetz einzuspeisen – darunter sowohl Wasserstoff und seine Derivate als auch Biomethan und andere weitgehend dekarbonisierte Gase.

Ziel des Vorschlags ist es laut Konzept von *Frontier Economics (2025)*, „die Gasversorgung langfristig zu dekarbonisieren, Marktakteuren Planungssicherheit zu geben und Investitionen in Produktion, Transport und Nutzung klimaneutraler Gase anzureizen“.

Die gemeinsame Analyse von **Institut der deutschen Wirtschaft (IW)** und **Wuppertal Institut (WI)** untersucht, inwiefern dieses Instrument einen Beitrag zur Transformation leisten kann. Dabei stehen Nachvollziehbarkeit und Wirksamkeit sowie Unsicherheiten, Zielkonflikte und Risiken wie mögliche Fehlanreize, Wettbewerbsnachteile im Fokus. Grundlage ist das Konzept von *Frontier Economics (2025)*, das eine sektorübergreifende Treibhausgasquote vorsieht, beginnend ab 2027 mit einem Anstieg auf 100 Prozent „Grüngas“ bis 2045.

# Executive Summary (II/II)

Unsere Untersuchung zeigt: Die Grüngasquote adressiert **zentrale Transformationshemmnisse nicht wirksam**. Ihr starker Fokus auf kurzfristige Kosteneffizienz setzt keine nachhaltigen Investitionsanreize und trägt damit voraussichtlich **nicht dazu bei**, den **Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft** entscheidend **voranzubringen**. Auch Biomethan steht nur begrenzt zur Verfügung und ist langfristig keine robuste Lösung.

Insgesamt überwiegen die **Risiken einer ineffizienten Allokation**, steigender Kosten und zusätzlicher Bürokratie, während die klimapolitische Steuerungswirkung gering bleibt und bestehende Preissignale aus dem Emissionshandel verzerrt werden. Haushalte und der Gebäudesektor drohen zu den großen Verlierern einer Grüngasquote zu werden: Sie finanzieren über höhere Gaspreise eine Beimischung, die für sie kaum relevant ist, während zugleich Fehlanreize für den weiteren Einbau gasbasierter Heizungen entstehen können. Wesentliche Parameter – etwa Bezugsrahmen, Quotenpfad oder Evaluierungen – bleiben weiterhin unklar.

Auch wenn sich durch eine **Beschränkung der Beimischung**, eine **H<sub>2</sub>-Unterquote** oder **sektorale Differenzierung** bestimmte Risiken verringern lassen und einzelne Branchen die GGQ positiv sehen, dürfte gesamtwirtschaftlich gelten: **Die Nachteile einer GGQ überwiegen unabhängig von ihrer Ausgestaltung.**

# Übersicht

- 1. Das Konzept „Grüngasquote“**
2. Eignung der Grüngasquote für eine kosteneffiziente Transformation
3. Empfehlungen für den Wasserstoffhochlauf

# Konzept

## Auf einen Blick

- ! Fokus auf kurzfristige Kosteneffizienz steht im Zielkonflikt mit notwendigen langfristigen Investitionsanreizen für Transformationstechnologien.
- ! Der vorgeschlagene Quotenpfad ist nicht konsistent mit den Klimazielen – Bezug, Dynamik und Zielerfüllung bleiben unklar.
- ! Eine hohe Pönale schafft einen Anreiz zur Zielerfüllung, setzt jedoch keine Investitionsanreize für den Markthochlauf.
- ! Evaluierungsmechanismen sind noch unausgereift, zeitlich zu spät geplant und konträr zu einem konsequenten Hochlauf
- ! ETS-1-Ausnahme wirft viele Fragen und Konfliktpotenziale auf.

**Das Gesamtkonzept bleibt unvollständig: Zentrale Parameter – Bezugsrahmen, Nachweisführung, Governance – sind noch offen.**

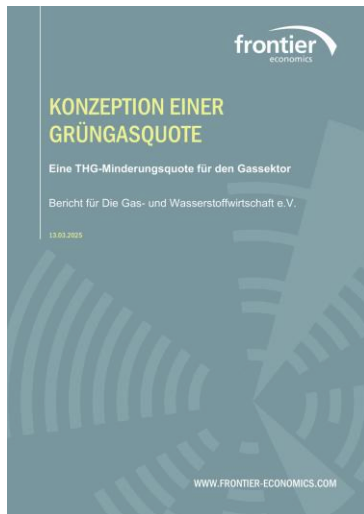


# Das Konzept der Grüngasquote

## Kernziele der Grüngasquote (Frontier Economics, 2025)

Eine sektorübergreifende Treibhausgas-Minderungsquote („Grüngasquote“) soll fossile Gase schrittweise durch klimafreundliche Alternativen wie Wasserstoff und Biomethan ersetzen. Start ab 2027, dann schrittweise auf **100 % Grüngas\*** bis 2045.

- Effektiver Beitrag der Gaswirtschaft zum Erreichen des Klimaneutralitätsziels
- „Level-Playing-Field“ für Grüngase
- Erhalt bezahlbarer Gasversorgung sowie Investierbarkeit in die Gasinfrastruktur
- Anknüpfung an bestehende Nachhaltigkeitssysteme und andere EU-Regelwerke



\* Der Einfachheit halber wird hier der Begriff „Grüngas“ auch für dekarbonisierte Gase verwendet. Einordnung auf der nächsten Folie.

# „Grüngas“: Nach dieser Definition **nicht klimaneutral**.

## Definition (Frontier Economics, 2025)

„Der Einfachheit halber wird hier der Begriff ‚Grüngas‘ auch für dekarbonisierte Gase verwendet.“

„Dies umfasst, neben erneuerbaren („grünen“) Gasen, auch kohlenstoffarme („low-carbon“) Gase sowie (...) Wasserstoff-Derivate, darunter synthetisches Methan.

„Dies bedeutet beispielsweise, dass strombasierte Grüngase nur dann als Quotenerfüllungsoption zulässig sind, **wenn sie eine THG-Einsparung von mindestens 70 % (gegenüber dem fossilen Emissionsreferenzwert) erreichen.**“

- ! Der resultierende THG-Faktor 2045  $\leq 1$  (anders als GG-Quotenfaktor), ist also nicht klimaneutral.
- ! Wenn diese Definition bis 2045 gilt, ist Klimaneutralität der Gaswirtschaft nicht gewährleistet.

# Quotenkonzept: wesentliche Bausteine

## Ausgestaltungsparameter



## Quotenpfad/-formel



## Umsetzung



# Kostengünstige Zielerreichung vor effektivem Klimaschutz.

## Grundausrichtung (Frontier Economics, 2025)

- **Sektorübergreifend:** Emissionen sollen dort reduziert werden, wo dies am günstigsten möglich ist.
- **Kumulativ:** Umsetzung effizienter als bei additiver Quote.
- **Ziel:** Effiziente und kostenminimale Zielerreichung.

## Implikationen und Kritikpunkte

- Fokus auf Grüngasen (GG) statt Anwendung → Vorrang für kostengünstige GG unabhängig von Bedarfen. Risiko einer Fehlsteuerung durch Beimischung von H<sub>2</sub>.
- Investitionsanreize bleiben gering → Pönale wirkt nicht kostensenkend auf grünen Wasserstoff.
- Risiko von Doppelerfassungen ohne realen Zusatznutzen für den Klimaschutz.

Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Grundlagen“

# Anreize für nachhaltige Investitionen bleiben unklar.

## Grundausrichtung (Frontier Economics, 2025)

- **Sektorübergreifend:** Emissionen sollen dort reduziert werden, wo dies am günstigsten möglich ist.
- **Kumulativ:** Umsetzung effizienter als bei additiver Quote.
- **Ziel:** Effiziente und kostenminimale Zielerreichung.

\* siehe dazu Kapitel 2: Eignung  
Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Grundlagen“

## Implikationen und Kritikpunkte

- Keine effektive Klimaschutzsteuerung zu erwarten, da laut Konzept die schwer transformierbaren Abnehmer (mit den teuren aber höchsten) THG-Reduktionshebeln erst zuletzt adressiert würden.
- Durch den parallelen Rückgang der Erdgasnutzung sind zwischenzeitliche Übersteuerungen möglich.
- Fokus auf Kosteneffizienz steht im Zielkonflikt mit ausreichenden Investitionsanreizen\*.

# Viele Stellschrauben – viele Wechselwirkungen.

## Allgemeines (Frontier Economics, 2025)

- **Verpflichtende Teilnahme** aller Inverkehrbringer.
- **Geographischer Fokus:** zunächst Deutschland → eine spätere EU-Ausweitung angestrebt.
- **Definition als THG-Quote** (basierend auf gesamtem Gasverbrauch im Hinblick auf THG-Minderung).
- **Handelbarkeit über Nachweise und Quotenübertrag** zur Sicherstellung von Kosteneffizienz.

## Implikationen und Kritikpunkte

- **Pflichtenabgrenzung unklar:** Zählen Speicherbetreiber zu den Verpflichteten?
- **Belastung kleiner Lieferanten:** Erfüllung über Handel statt eigener Quote → möglicherweise höhere Kosten.
- **Geographischer Fokus:** zunächst nationaler Alleingang, europakonforme Gestaltung könnte zeitaufwändig werden.
- **THG-Bezugsgröße sinnvoll,** erfordert aber präzise Berücksichtigung verschiedener Emissionsfaktoren.

Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Allgemeine Merkmale“

# Unklarer Bezugsrahmen für Quotenpfad, unklares Mengengerüst.

## Allgemeines (Frontier Economics, 2025)

- **Verpflichtende Teilnahme** aller Inverkehrbringer.
- **Geographischer Fokus:** zunächst Deutschland → eine spätere EU-Ausweitung angestrebt.
- **Definition als THG-Quote** (basierend auf gesamtem Gasverbrauch im Hinblick auf THG-Minderung).
- **Handelbarkeit über Nachweise und Quotenübertrag** zur Sicherstellung von Kosteneffizienz.

## Implikationen und Kritikpunkte

- **Unklarer Bezugsrahmen:** Offen bleibt, ob sich die Quote auf Primär- oder Endenergie bezieht → unterschiedliche Mengengerüste.
- **THG-Umrechnung:** Grundsätzlich sinnvoll, erfordert aber präzise Berücksichtigung aller Emissionsfaktoren → 100 % Erfüllung  $\geq$  100 % THG-Reduktion.
- **Handelbarkeit:** Effizienter als physische Erfüllung durch jeden Lieferanten, birgt jedoch Betrugsrisiken und erfordert strenge, transparente Nachweissysteme → erhöhter Regelungsaufwand.

Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Allgemeine Merkmale“

# Pönalen wirken und lenken nur indirekt, positive Anreize fehlen

## Allgemeines (Frontier Economics, 2025)

- **Banking**<sup>1</sup> (uneingeschränkt) und **Borrowing**<sup>2</sup> (eingeschränkt) zulässig → Flexibilität zur Erreichung der deutschen Klimaziele.
- **Hohe Pönale** als Anreiz zur Erfüllung im Hinblick auf die THG-Minderung.
- **Kumulative und sektorübergreifende** Gestaltung (siehe oben).

## Implikationen und Kritikpunkte

- **Banking/Borrowing** kann Preisvolatilität reduzieren, verwässert jedoch zeitliche Verbindlichkeiten und erschwert die Evaluation des Zielpfads.
- **Pönalen** erzeugen nur indirekte Investitionsanreize für Produzenten und Infrastrukturanbieter → unklarer Lenkungseffekt.
- **Verwendung der Pönalen** bleibt unklar – keine Zweckbindung für Klimaschutz vorgesehen.
- **Kumulativ und sektorübergreifend** primär aus Kostensicht, nicht aus klimapolitischen Gründen.

<sup>1</sup>Übertragbarkeit von Übererfüllungen in die nächsten Jahre. <sup>2</sup> Option zur nachträglichen Erfüllung ohne Pönale.  
Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Allgemeine Merkmale“

# Globale Anerkennung birgt große Betrugs-Risiken

## Allgemeines (Frontier Economics, 2025)

- **Zulassung sämtlicher erneuerbarer und dekarbonisierter Gase** (einschließlich H<sub>2</sub>-Derivate), um ein Level-Playing-Field für alle Grüngase zu schaffen, bei Berücksichtigung der Anforderungen aus RED III.
- **Anerkennung von Grüngasen unabhängig vom Ursprungsland**, aus Gründen der Kosteneffizienz, ebenfalls unter Einhaltung der RED III-Anforderungen

## Implikationen und Kritikpunkte

- Ein **Level-Playing-Field** kann ökonomisch vorteilhaft sein, aber jedoch nicht automatisch auch für den Klimaschutz, da die Gase unterschiedliche Voraussetzungen, Eigenschaften und Wirkungen haben.
- Unklar, inwiefern dabei auch **angrenzende Folgekosten** (Infrastrukturen, CCS und Lock-in Effekte) berücksichtigt werden.
- Anerkennung globaler Lieferländer erhöht Nachweis-Aufwand und Risiken für Betrug\* und unwirksame Doppelanrechnungen.

\*z. B. jüngste Fälle bei HVO-Kraftstoffen ohne signifikanten Nutzen  
Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Herkunft- und Verwendungsseite“

# Die Beimischung von Wasserstoff ist nicht zielführend.

## Allgemeines (Frontier Economics, 2025)

- **Beimischung zu fossilen Gasen zulässig**, sei sinnvoll, um die bestehende Erdgasinfrastruktur effizient zu nutzen.
- **ETS-1-Anlagen in der Anfangsphase ausgenommen**, um Industrie und Gaskraftwerke kostenseitig zu entlasten.
- **Bilanzielle Erfüllung** (Massenbilanzierung) aus praktischen Erwägungen möglich.
- **Alle Verbrauchs- und Lieferwege** sollen berücksichtigt werden.

## Implikationen und Kritikpunkte

- **Beimischung** ist nur im Fall von **Biomethan** sinnvoll und vertretbar – selbst dort aber **zeitlich und räumlich begrenzt**, weil Erdgas- Leitungen auf Wasserstoff umgestellt oder stillgelegt werden, weil wir aus Erdgas aussteigen → steigende Netzkosten beachten.
- **Beimischung von teurem CO<sub>2</sub>-armen/neutralen Wasserstoff** mag kurzfristig einfacher/kostengünstiger erscheinen, ist jedoch deutlich weniger klimaschutzwirksam und verknappt zusätzlich die verfügbaren Mengen für die Industrie.

Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Herkunft- und Verwendungsseite“

# ETS-1 Ausnahme: viele Fragen und Konfliktpotenziale.

## Allgemeines (Frontier Economics, 2025)

- **Beimischung zu fossilen Gasen zulässig**, sei sinnvoll, um die bestehende Erdgasinfrastruktur effizient zu nutzen.
- **ETS-1-Anlagen in der Anfangsphase ausgenommen**, um Industrie und Gaskraftwerke kostenseitig zu entlasten.
- **Bilanzielle Erfüllung** (Massenbilanzierung) aus praktischen Erwägungen möglich.
- **Alle Verbrauchs- und Lieferwege** sollen berücksichtigt werden.

## Implikationen und Kritikpunkte

Motive für ETS-1 Ausnahme zwar nachvollziehbar und grundsätzlich vertretbar, **jedoch spricht mehr dagegen:**

- damit kein Instrument mehr für die gesamte Gaswirtschaft,
- Wirkungen auf Verpflichtungen (Mengen) unklar,
- ETS-2 Sektor wird alleine zusätzlich belastet,
- großer Mengensprung ab Einbeziehung ETS-1, Zeitpunkt dafür unklar (denkbar 2035),
- Planungsunsicherheiten und damit Kostenrisiken,
- (indirekte) Rückwirkungen auf ETS-1 unklar,
- Fehlallokation von GG jenseits des ETS-1.

Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Herkunft- und Verwendungsseite“

# Massenbilanzierung ist wichtige Grundlage für den Handel

## Allgemeines (Frontier Economics, 2025)

- **Beimischung zu fossilen Gasen zulässig**, sei sinnvoll und um die bestehende Erdgasinfrastruktur effizient zu nutzen.
- **ETS-1-Anlagen in der Anfangsphase ausgenommen**, um Industrie und Gaskraftwerke kostenseitig zu entlasten.
- **Bilanzielle Erfüllung** (Massenbilanzierung) aus praktischen Erwägungen möglich.
- **Alle Verbrauchs- und Lieferwege** sollen berücksichtigt werden.

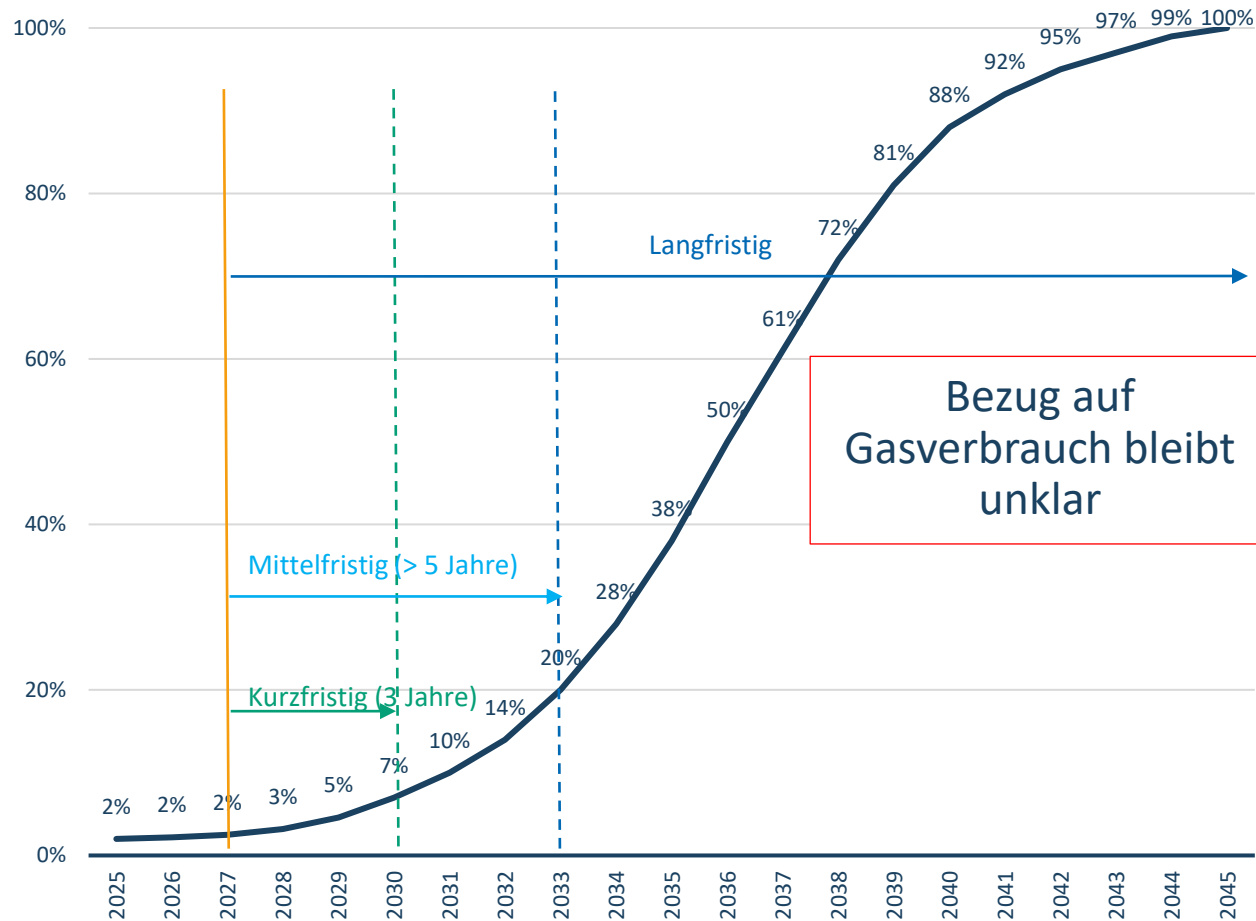
## Implikationen und Kritikpunkte

- Massenbilanzierung (Kopplung von Zertifikaten an physische Produkte) ist eine geeignete (und nach RED-III zulässige) Form für den GG-/H<sub>2</sub> Handel.
- Im Quotenkonzept wird die Massenbilanzierung zunächst "nur" vorgeschlagen und soll sich direkt an den EU-Vorgaben (Art. 30 (1) RED III) orientieren (kein klares Bekenntnis).
- Andere Formen der bilanziellen Erfüllung als die Massenbilanzierung sollten nicht zugelassen werden.

Quelle: Frontier Economics, 2025, Kapitel „Herkunft- und Verwendungsseite“

# Erwartungen passen nicht zu Transformationsanforderungen.

## Quotenpfad – Anforderungen und Erwartungen



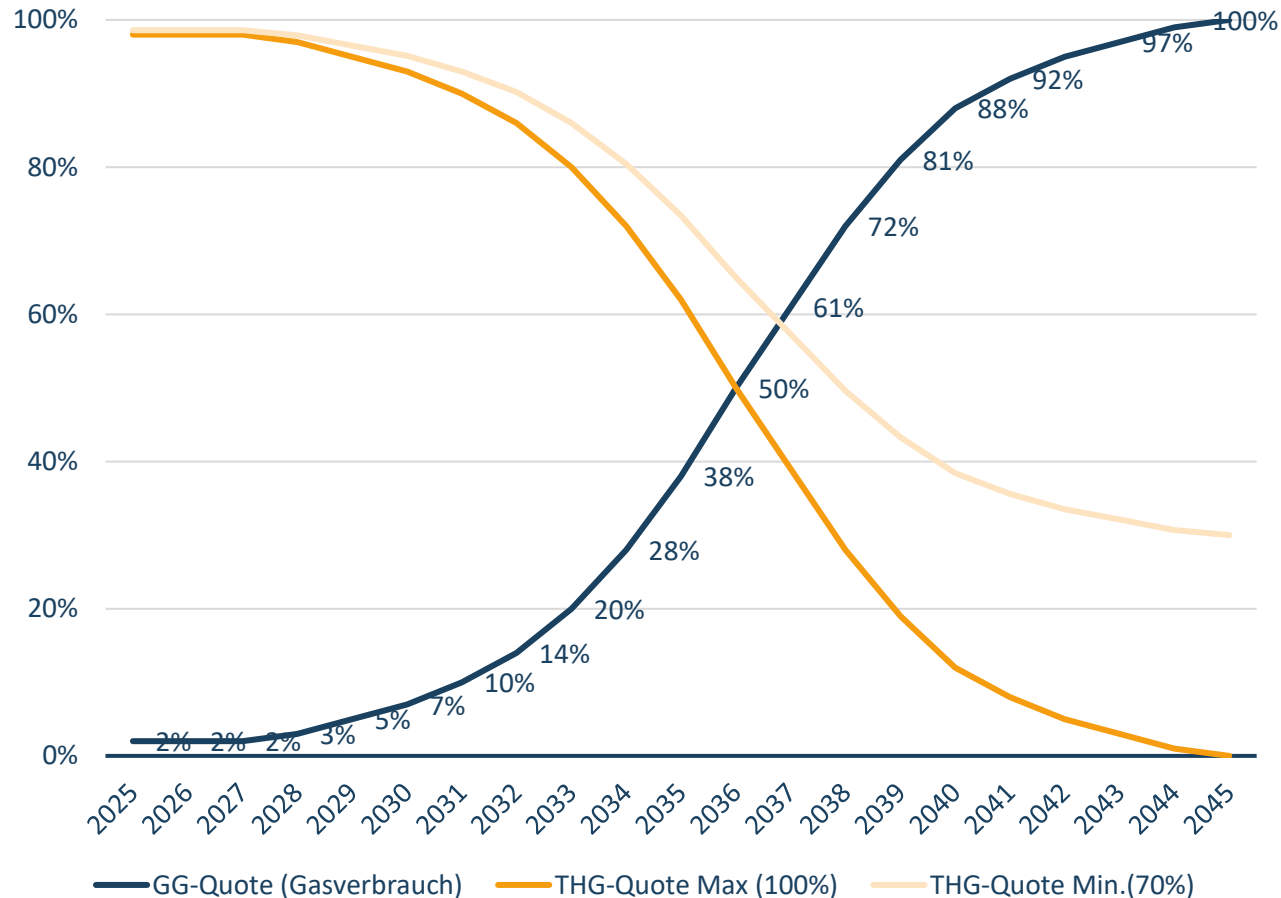
Quelle: Frontier Economics, 2025

## Konzept (Frontier)

- Wahl S-Kurve aus ökonomischer Sicht und um kurzfristige Erfüllungskosten/-risiken zu reduzieren → Erwartung kurzfristige Übererfüllung und Anreize (?) für Infrastruktur-Investitionen.
- Kurzfristig: Biomethan nötig und nur begrenzte H<sub>2</sub>-Mengen.
- Mittelfristig: Ausbau von Produktion und Infrastrukturen (große Elektrolyseprojekte und Importkapazitäten).
- Langfristig: "Ersatz der letzten schwer zu dekarbonisierbaren Gase" (?) → falsche Priorität?

# Der Pfad garantiert keine Zielerfüllung.

## Quotenpfad – Erwartungen und Unsicherheiten

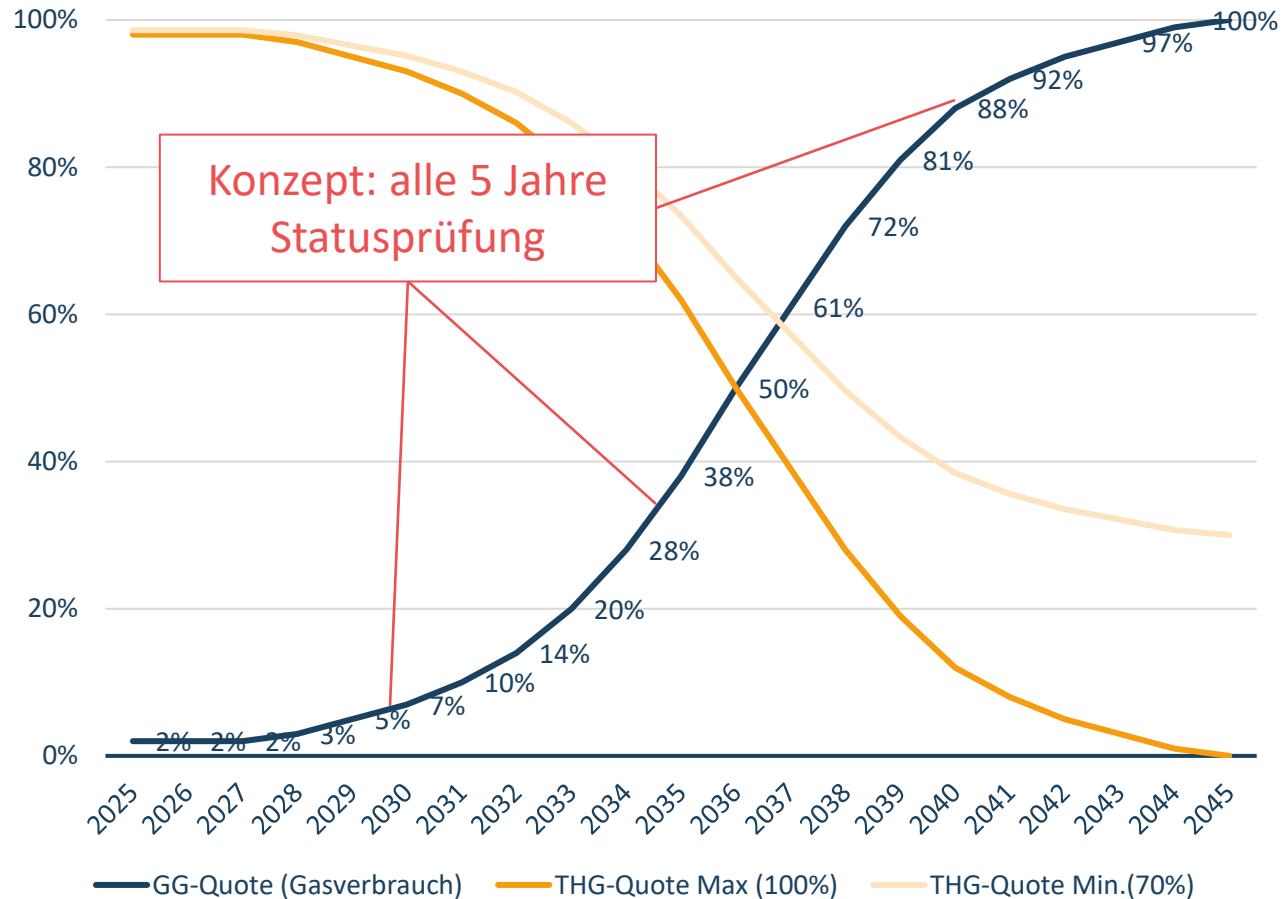


- Die generelle und zeitlich unbegrenzt Zulassung von dekarbonisierten Gasen garantiert keine Klimaneutralität zum Jahr 2045.
- Beschaffung von nicht klimaneutralen GG führen nicht zur Zielerfüllung.
- Unsicherheit über zukünftige Entwicklung: absehbare Änderungen durch Fehlentwicklungen und Evaluierungen.

Quelle: Frontier Economics, 2025

# Evaluierungen erhöhen die Unsicherheiten.

## Quotenpfad – Vorschlag für Evaluierungen



- **Ziel:** „Vermeidung technischer bzw. physikalischer Unmöglichkeiten“ – allerdings kann das Unmögliche nicht vermieden werden.
- **Vorgesehene Effekte:** Einfrieren oder Verlangsamung der Quote → Beitrag zur Zielverfehlung statt Anreiz zur Stärkung.
- **Evaluierung:** Eine erste Überprüfung 2030 (laut Konzept) erfolgt aus Transformationssicht deutlich zu spät. → Evaluierungen sollten früher und mindestens alle zwei, besser jährlich stattfinden, um Fehlentwicklungen frühzeitig zu erkennen.

Quelle: Frontier Economics, 2025

# Ableitung GG-Potenziale aus Szenarien nur bedingt hilfreich

## Quotenpfad

Für die Plausibilisierung des Quotenpfads wurden die GG-Bedarfsmengen mit den GG-Mengen aus den TYNDP-2024-Szenarien verglichen. Die dortigen Grüngasmengen zeigen, welche Volumina theoretisch erreichbar wären, wenn alle Annahmen und Strategien (einschließlich politischer Ziele) szenariokonform umgesetzt würden.

### In der Realität gilt jedoch:

- Würden die Szenarien so umgesetzt, wäre eine GGQ für den Hochlauf überflüssig. Die tatsächliche Entwicklung weicht jedoch deutlich ab – selbst das im Konzept enthaltene Ziel von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 erscheint inzwischen unrealistisch.
- Die hohen GG-Potenziale (164 TWh bis 2030) basieren auf europäischen TYNDP-Szenarien von 2024, die sowohl die vollständige Erfüllung der H<sub>2</sub>-Mengen gemäß NWS als auch sehr hohe Biomethanbeiträge unterstellen.
- Die Szenarien können weder als Beleg für die Umsetzbarkeit der GGQ noch umgekehrt als Begründung ihrer Realisierung dieser Mengen dienen.
- Notwendig sind stattdessen wirksamere Instrumente als die GGQ (siehe unten), um die bestehenden Hemmnisse für den Hochlauf grüner Gase – insbesondere von Wasserstoff – zu überwinden.

TYNDP = Ten-Year Network Development Plan

# Umsetzung der Quote laut Konzept in fünf Schritten.



## Implikationen und Kritikpunkte

- Zunehmende Importabhängigkeit
- Wasserstoff-Beimischung ineffizient → geringere THG-Wirkung
- Zunehmender Sekundärmarkt ohne physische Erfüllung
- Hoher Regulierungsaufwand für Handelsplattformen (zeitkritisch)
- Rückwirkende Kosten durch Pönale

Quelle: Frontier Economics, 2025

# Fazit: Das aktuelle Konzept lässt zu viele Fragen offen.

- Die gesetzlichen Grundlagen fehlen noch, sollen aber bis Ende 2026 stehen. → Zeitliches Risiko und inhaltliche Unsicherheiten bis kurz vor Start, bindet Kapazitäten.
- Unklar ist, welcher Gasverbrauch als Referenz gilt: Primär-, Endenergie- oder nur ETS-2-Verbrauch.  
⇒ Bedeutende Mengenunterschiede.
- Im Unterschied dazu wird bei der Verpflichtungsformel auf die Absatzmengen der Unternehmen bezogen, die nicht identisch mit dem Verbrauch sein können.
- Wie lässt sich sicherstellen, dass insbesondere bei globalen Bezügen keine Betrugsfälle wie zuletzt bei HVO-Kraftstoffen auftreten?
- Wer erhält die (ggf. hohen) Pönalen? Wofür werden sie verwendet?
- Was genau wird evaluiert und wie wird der Quotenpfad bei Fehlsteuerungen angepasst?
- Inwiefern kann die THG-Minderung durch den Quotenpfad die deutschen Klimaziele einhalten (helfen)?

# Übersicht

1. Das Konzept „Grüngasquote“
- 2. Eignung der Grüngasquote für eine kosteneffiziente Transformation**
3. Empfehlungen für den Wasserstoffhochlauf

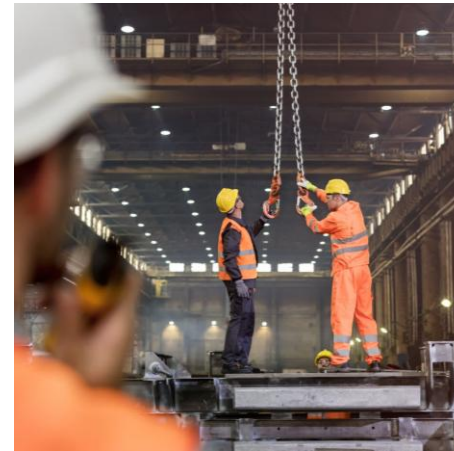
# Eignung der Quote für eine kosteneffiziente Transformation



Biomethan



Wasserstoff



Industrie



Haushalte und  
Gebäude

# Eignung der Quote für eine kosteneffiziente Transformation



**Biomethan**



Wasserstoff

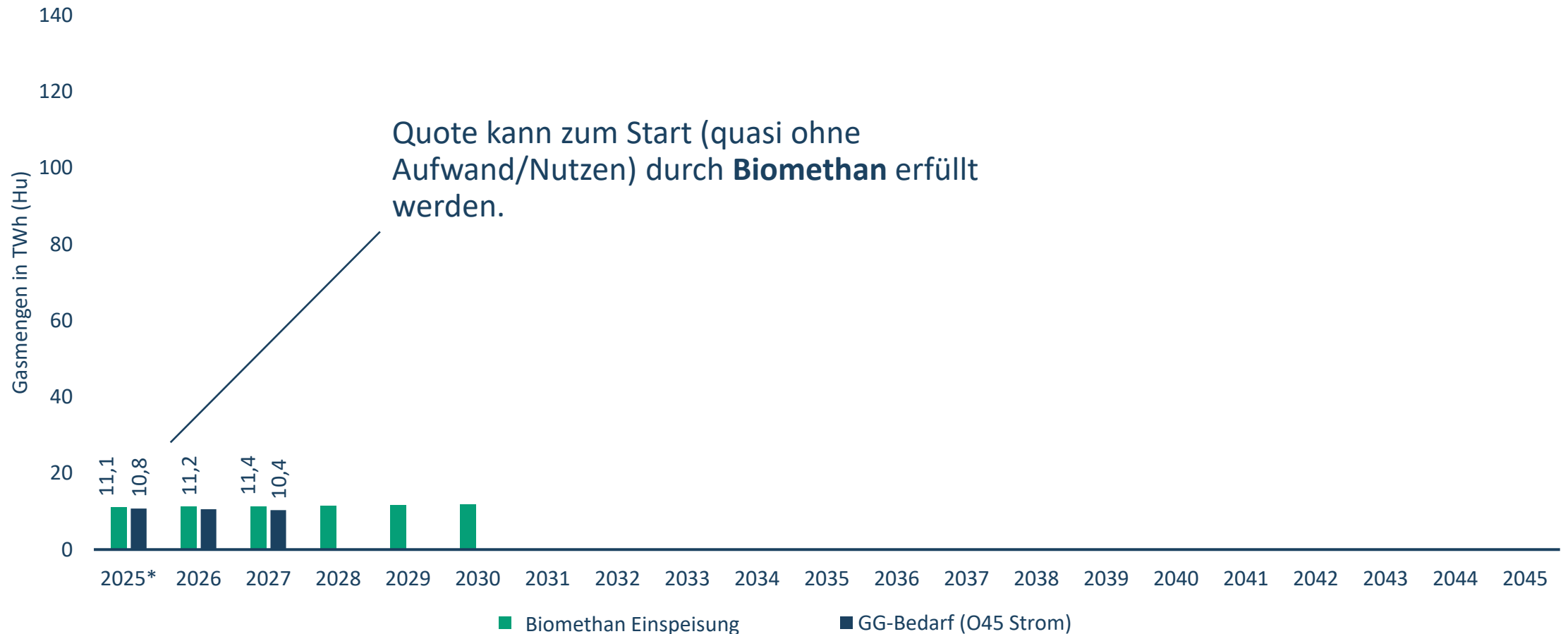


Industrie



Haushalte und  
Gebäude

# Grüngasquote könnte zum Start durch das gesamte, heute für Deutschland verfügbare Biomethan erfüllt werden.

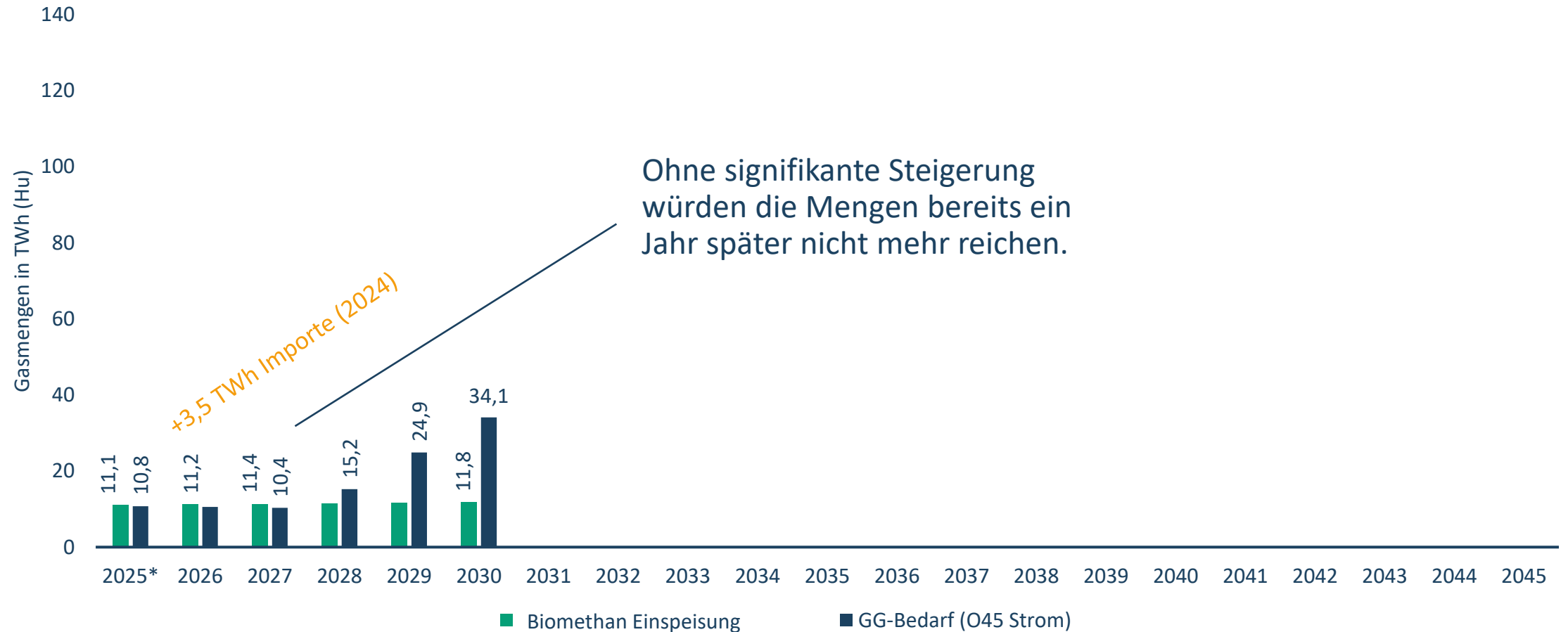


Quelle: Frontier Economics, 2025

<sup>1</sup> Branchenbarometer Biomethan, 2025

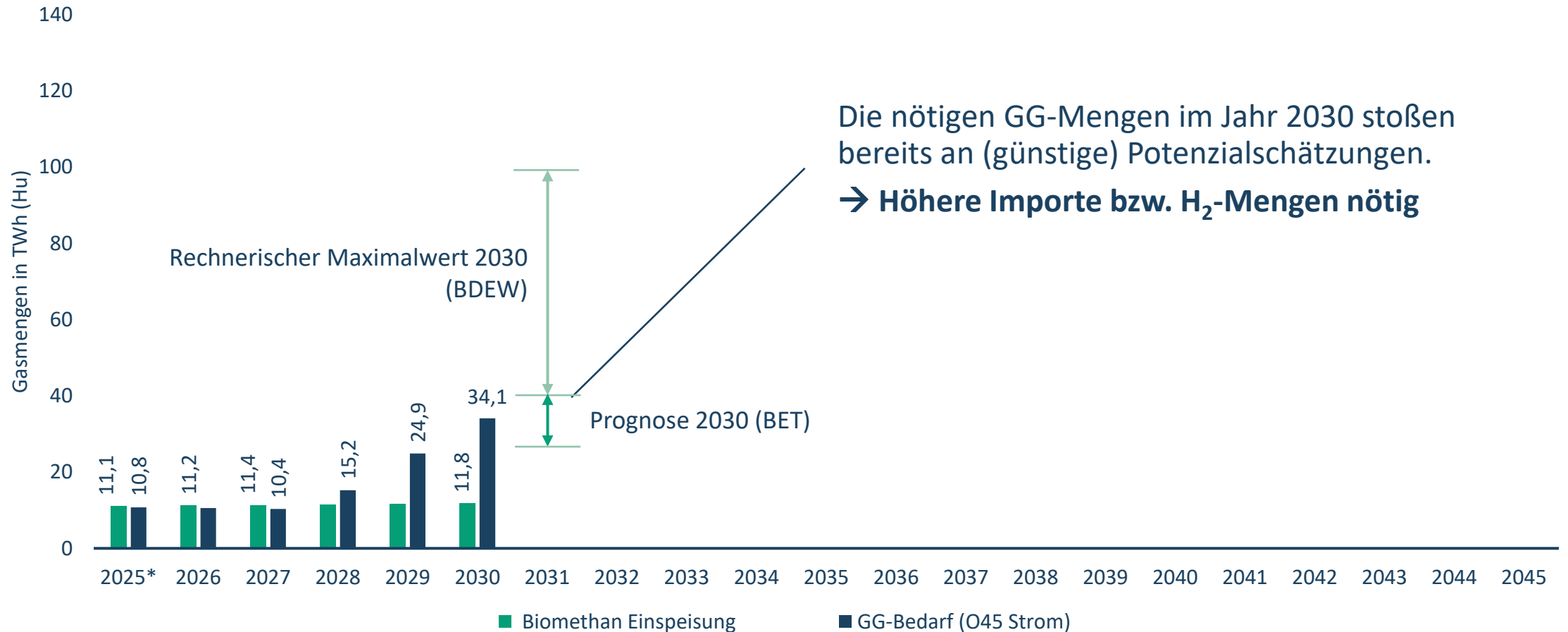
\*Vorläufige Werte bis 09/2025

# ...erhöht danach jedoch signifikant den Druck auf Importe.



Quelle: Frontier Economics, 2025  
\*Vorläufige Werte bis 09/2025

# ...und gerät an die kurzfristigen Potenzialgrenzen.

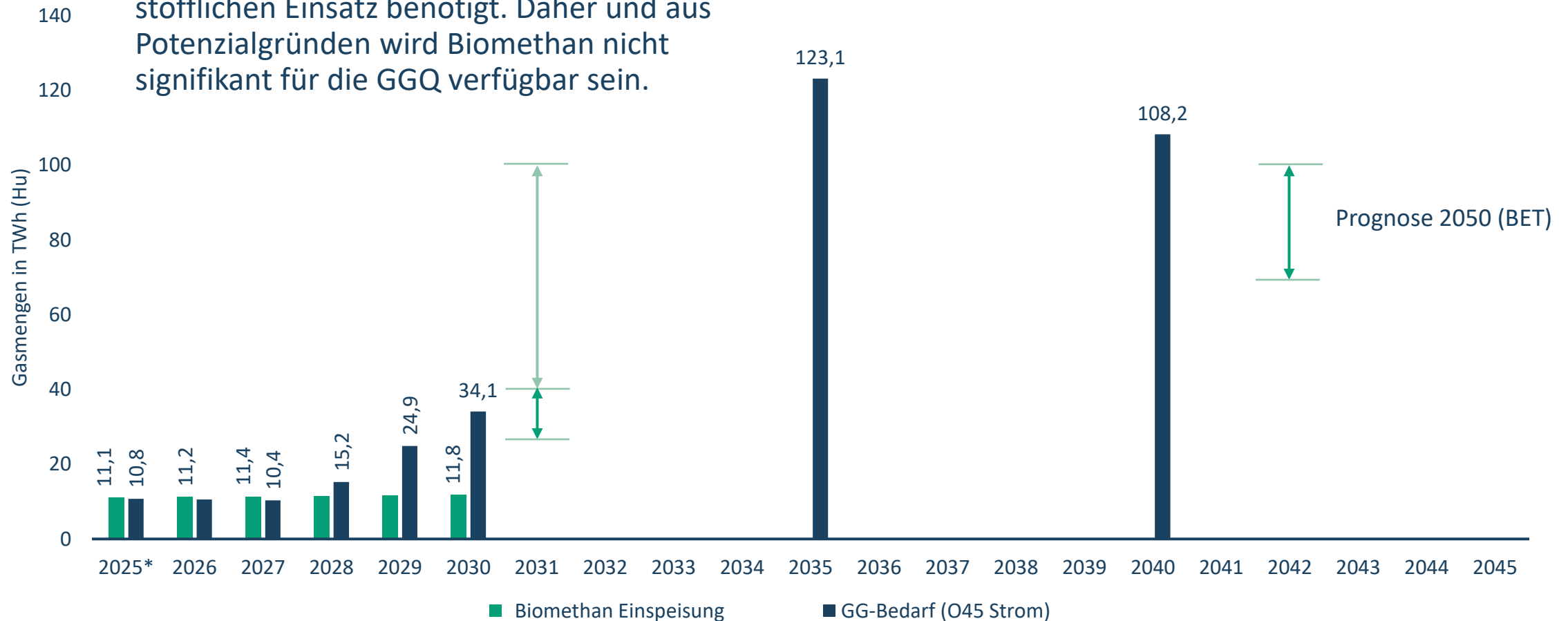


Quelle: Frontier Economics, 2025; BDEW, 2022; BET, 2023.

\*Vorläufige Werte bis 09/2025

# ...erhöht danach jedoch signifikant den Druck auf Importe.

Langfristig wird vorrangig feste Biomasse für stofflichen Einsatz benötigt. Daher und aus Potenzialgründen wird Biomethan nicht signifikant für die GGQ verfügbar sein.



Quelle: Frontier Economics, 2025  
\*Vorläufige Werte bis 09/2025

# Biomethan ist keine robuste Lösung für das GGQ-Konzept.

## Quotenkonzept beinhaltet noch Unklarheiten

- **Infrastruktur & Kosten:** Unklar bleibt, wie Biomethan (und SNG) langfristig zu den Infrastrukturen und ihren Kosten passt. Das Erdgasnetz soll auf (grünen) Wasserstoff umgestellt werden und Erdgas aus Klimaschutzgründen nicht mehr genutzt werden. Die Netzkosten für ein restliches Erdgas-Rumpfnetz werden für Betreiber und Kunden stark steigen und sind bei den langfristigen Kosten für Biomethan noch nicht berücksichtigt.
- **Biogas als Ausgangsprodukt** von Biomethan wird bisher weit überwiegend (circa 87 %) für die lokale Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt. 9.000 Biogasanlagen (BGA) stehen nur gut 200 Biomethan-Anlagen gegenüber. Die BGA werden zukünftig zunehmend für die Flexibilisierung von BHKW-/KWK-Anlagen im Stromsystem gebraucht. → das heutige Biogas steht daher voraussichtlich nicht stärker als heute für die Biomethan-Produktion zur Verfügung.
- **Bilanzielle Geschäftsmodelle**<sup>1</sup> zielen parallel auf große Biomethan-Mengen ab, zum Beispiel für die Bio-LNG Produktion im Ausland. Diese Mengen könnten dann vermutlich nicht angerechnet werden.
- Die Industrie benötigt zunehmend **feste Biomasse** für **stofflichen Einsatz**, sodass künftig deutlich weniger Biogase und –methan verfügbar sind.

<sup>1</sup> Uniper, 2024

# Eignung der Quote für eine kosteneffiziente Transformation



Biomethan



**Wasserstoff**



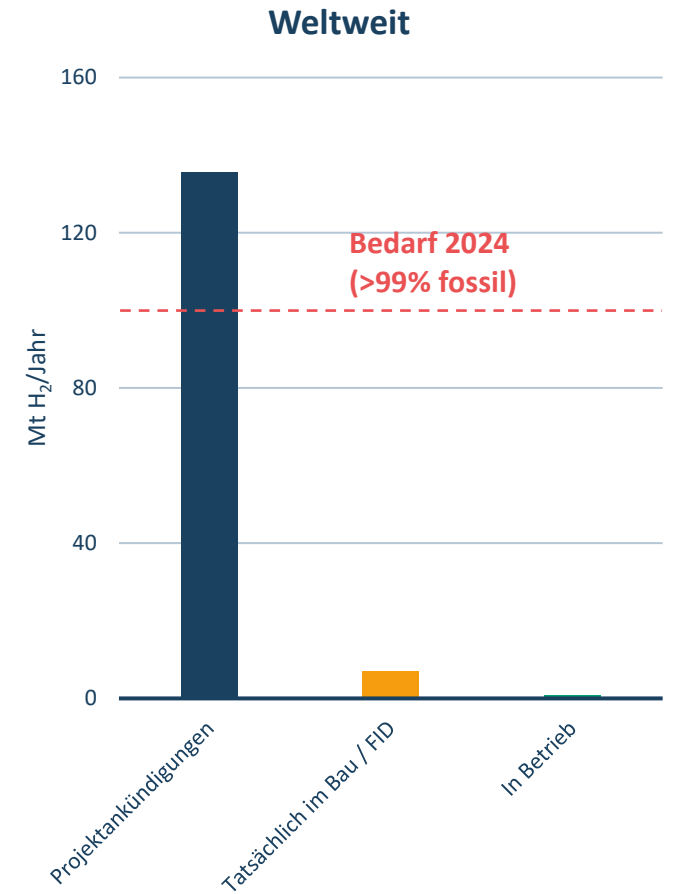
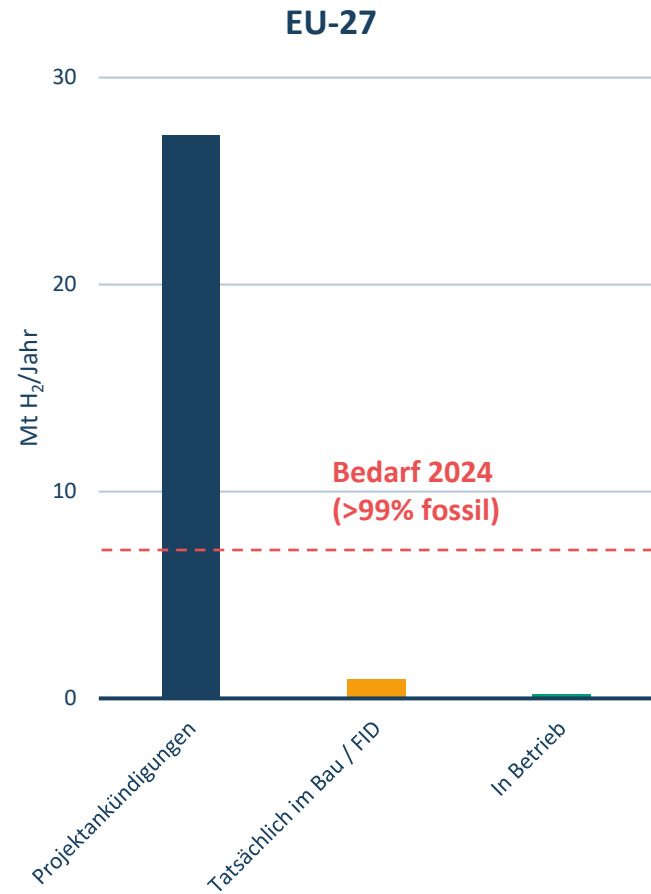
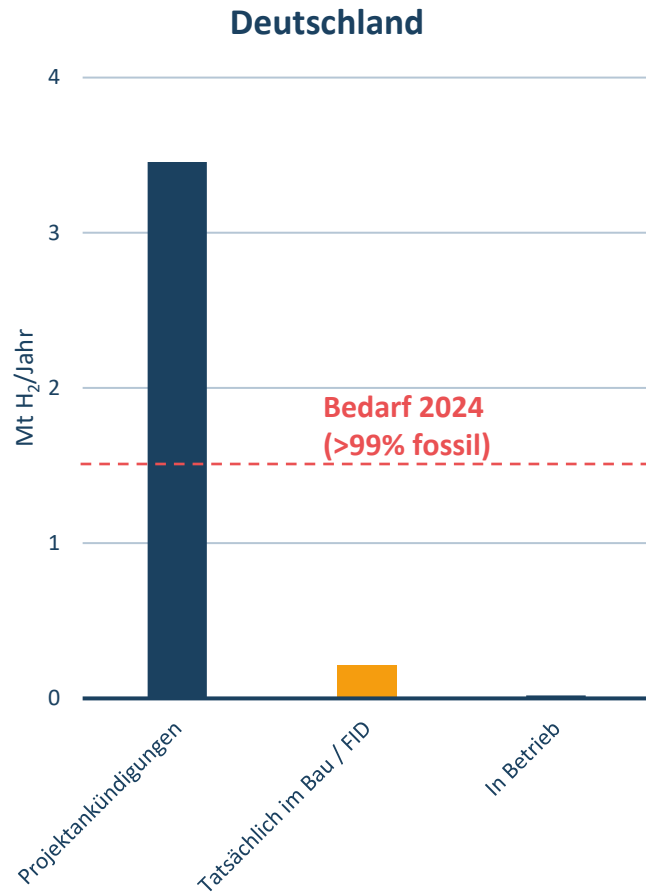
Industrie



Haushalte und  
Gebäude

# Fehlender Offtake verzögert den Hochlauf weltweit.

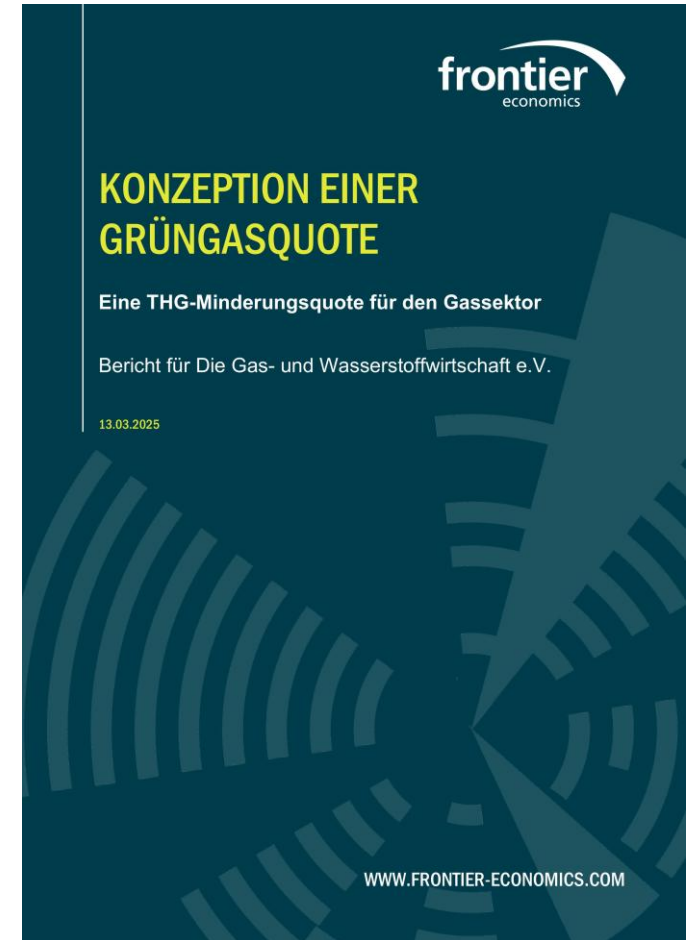
(Angekündigte) Low-emissions H<sub>2</sub>-Produktionskapazität bis 2030 in Mt H<sub>2</sub>/Jahr



Quelle: IW-Auswertung von IEA, 2025. Alle H<sub>2</sub>-Farben.  
Verbrauch: EWI/BET, 2025; IEA, 2025; European Hydrogen Observatory, 2025

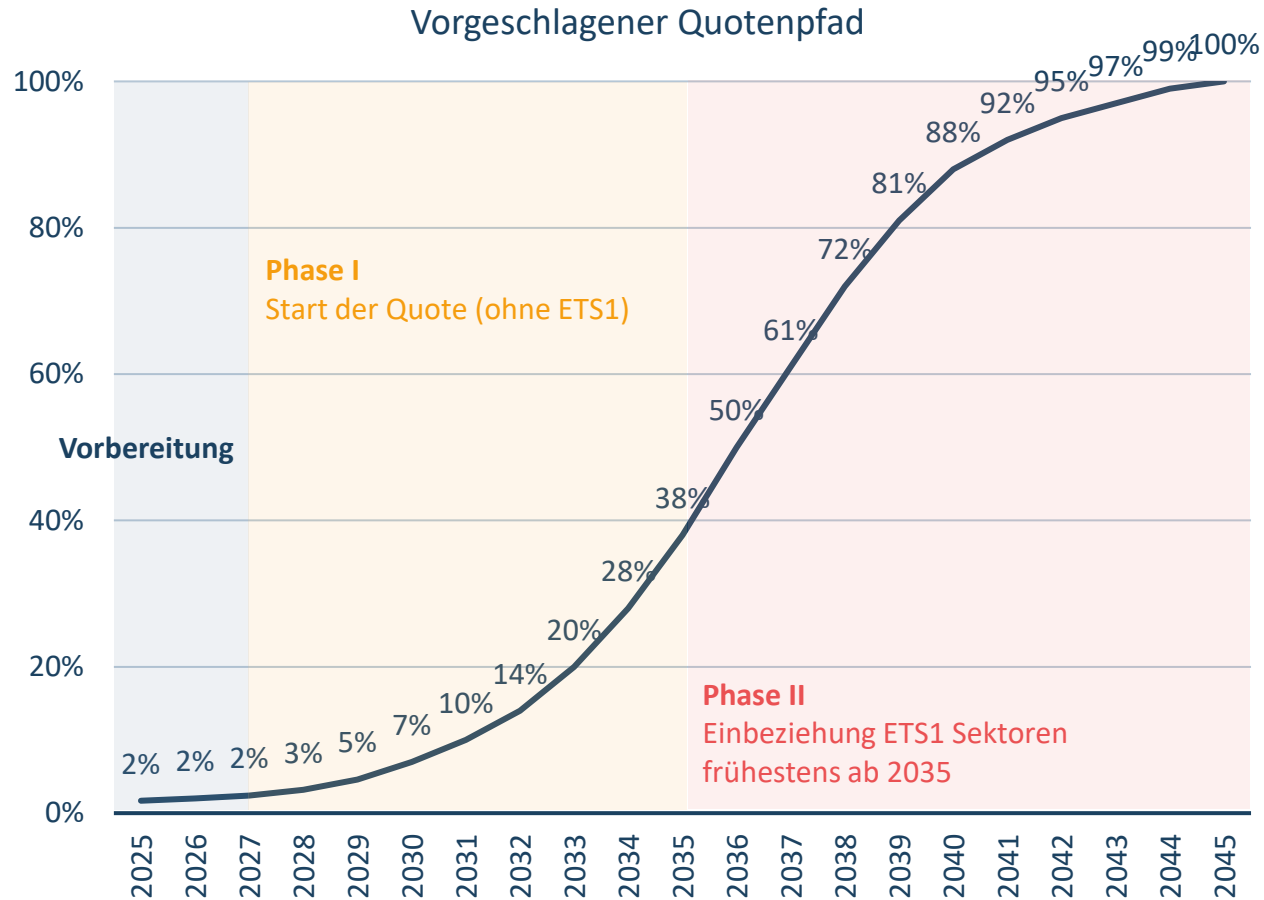
# Aber: Quote ist kein geeignetes Instrument für den H<sub>2</sub>-Hochlauf.

*„Für die Beanreizung des Hochlaufs einzelner Technologien sind **Quotenmodelle** in der Regel **nicht geeignet**, da **Quotenpreise** (d.h. die Zahlungsbereitschaft für ein grünes Produkt) **stark schwanken** können. Hieraus leitet sich für Neuinvestitionen ein hohes Liquiditäts- und Marktrisiko ab. Für den **Hochlauf einzelner Technologien** sind daher **Preissteuerungsinstrumente** (wie z. B. Prämien oder Differenzverträge bzw. CfDs) **besser geeignet**.“*



Quelle: Frontier Economics, 2025

# Die Quotenphasen passen nicht zum notwendigen Wasserstoffhochlauf.



Quelle: Frontier Economics, 2025.  
 Perspektivisch Phase 3: Ausweiten der Quote auf die EU möglich, allerdings ohne Angabe zum Zeitpunkt.

- **Vorbereitung:** keine Signale für H<sub>2</sub>-Hochlauf. Geringe Quoten, die (bei Bezug auf EEV) durch vorhandenes Biomethan erfüllt werden kann.
- **Phase I:** Temporäre Ausnahme für ETS1-Anlagen. Da in ETS2-Sektoren aber nur sehr begrenzt H<sub>2</sub> eingesetzt werden sollte, entsteht bis 2035 quasi keine Hebelwirkung. Insbesondere Grundstoffindustrie benötigt bereits hier gesicherte Mengen für Umstellung.
- **Phase II:** Volle, sektorübergreifende Quote in Kraft. Steiler jährlicher Quotenanstieg. Zusätzliche Kosten für ETS1-Sektoren.

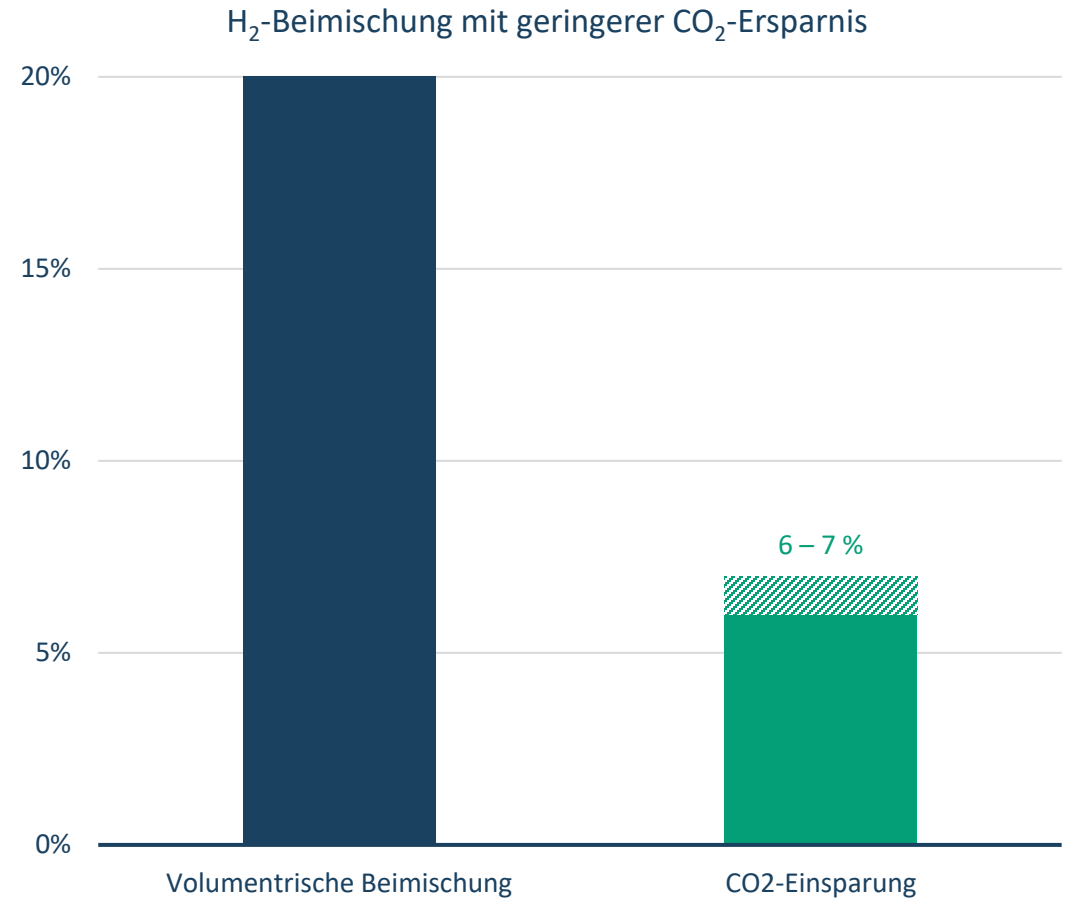
# Infrastrukturelle Sackgasse durch Beimischung.

- Das Angebot an kostengünstigem Wasserstoff bleibt absehbar knapp.
- Gleichzeitig steigt der Transformationsdruck (ETS 1) in den energieintensiven Branchen. Viele Unternehmen in der Stahl- und Chemieindustrie benötigen H<sub>2</sub> stofflich und sind auf reine H<sub>2</sub>-Mengen angewiesen.
- Eine Beimischung führt in diesem Fall aber zu einer „Entwertung“ des Wasserstoffes: statt stofflicher Nutzung erfolgt überwiegend energetischer Einsatz – dafür existieren meist günstigere Alternativen. So könnten laut Fraunhofer ISI (2024) 90 Prozent des bislang nicht elektrifizierten Energiebedarfs der europäischen Industrie direkt elektrifiziert werden.
- Damit reduziert die Beimischung das verfügbare H<sub>2</sub>-Angebot für die Industrie bei nur geringer CO<sub>2</sub>-Ersparnis.
- Zugleich gefährdet sie den Aufbau eines eigenständigen H<sub>2</sub>-Kernnetzes, verlängert die Nutzung fossiler Gasinfrastruktur (Parallelbetrieb, hohe Instandhaltungskosten) und schafft Pfadabhängigkeiten, die Investitionen in reine H<sub>2</sub>-Infrastruktur und deren Finanzierung (Amortisationskonto) gefährden können.

Quelle: Fraunhofer ISI, 2024.

# Begrenzter Klimanutzen durch Wasserstoffbeimischung.

- Konzept zur Grüngasquote schließt eine Beimischung nicht aus, im Gegenteil: sie wäre zur Erfüllung der vorgeschlagenen Quote praktisch erforderlich.
- Bei gleichem Volumen hat Wasserstoff nur ein Drittel des Heizwerts von Erdgas. Eine 20-prozentige Beimischung ins Erdgasnetz führt so nur zu einer ca. 6 bis 7-prozentigen CO<sub>2</sub>-Einsparung.



Quelle: Fraunhofer IEE, 2022

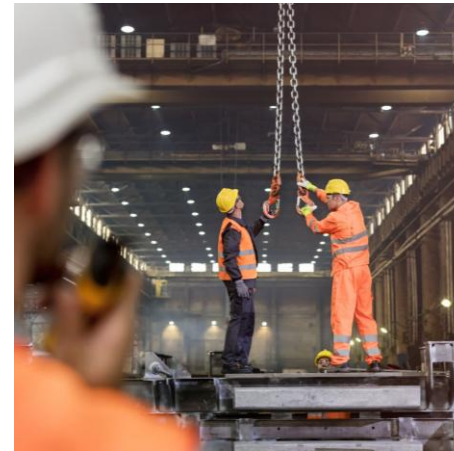
# Eignung der Quote für eine kosteneffiziente Transformation



Biomethan



Wasserstoff

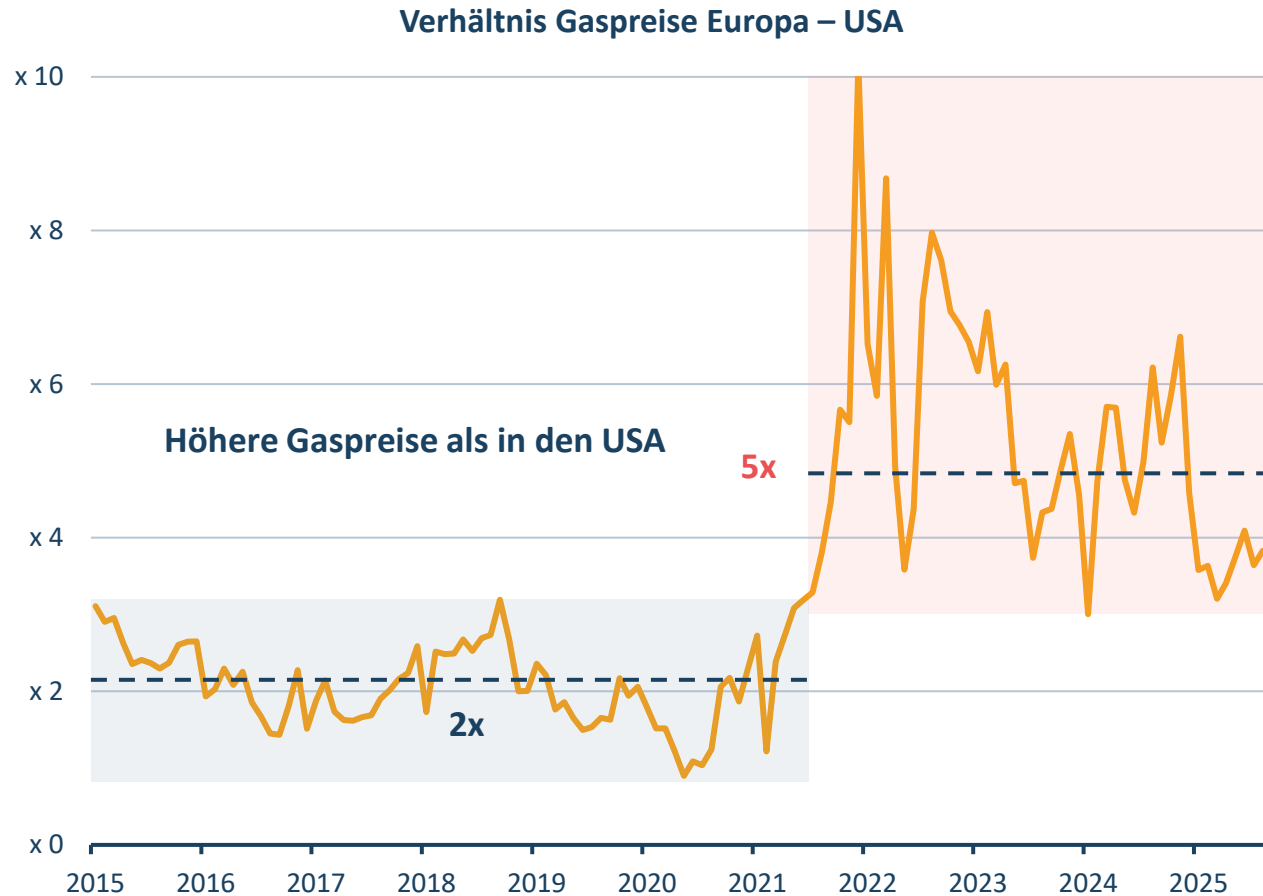


**Industrie**



Haushalte und  
Gebäude

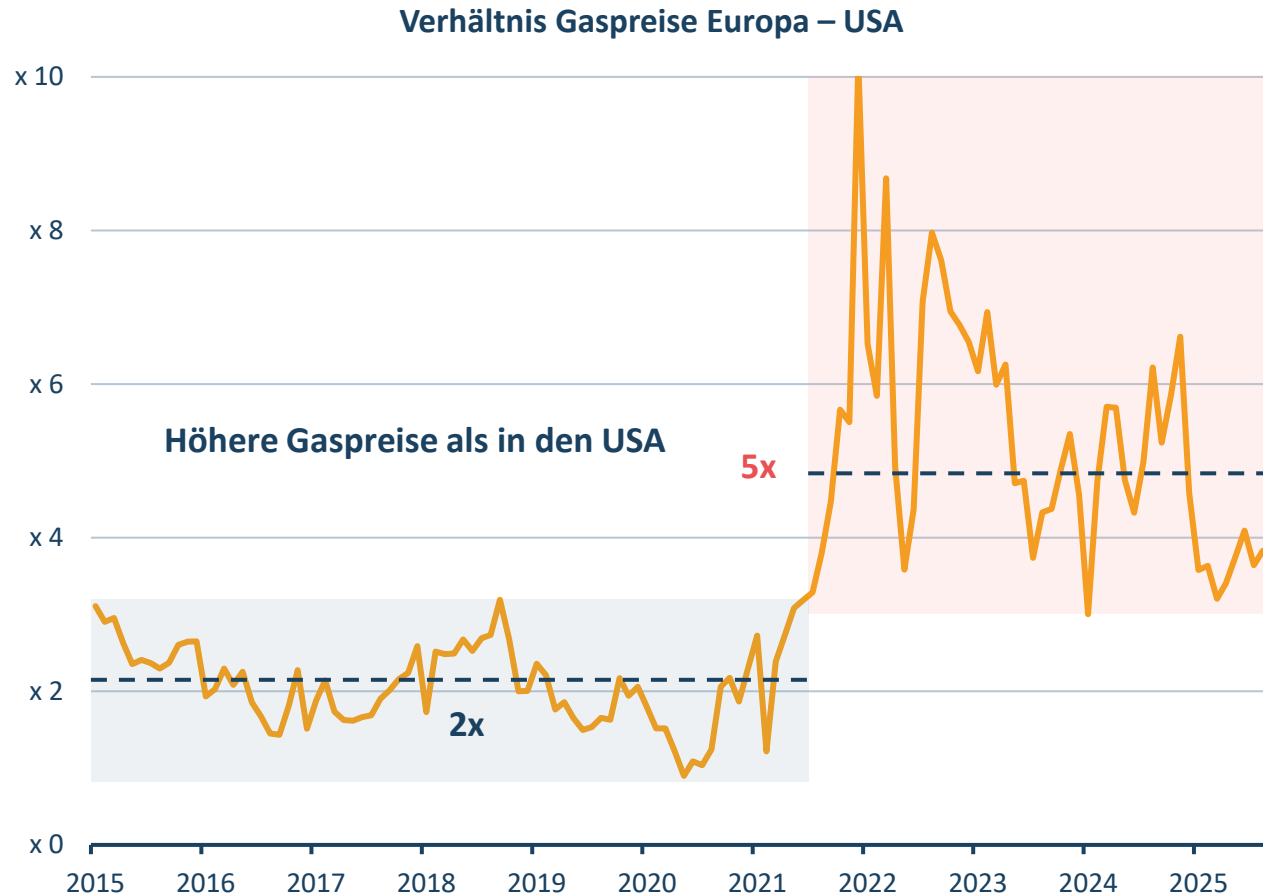
# Erdgas immer noch wichtiger Energieträger für die Industrie – und durch die Energiekrise nicht mehr wettbewerbsfähig.



- Erdgas weiterhin mengenmäßig wichtigster Energieträger für die Industrie.
- Erfüllt „Brückenfunktion“ für viele Unternehmen, bis grüne Alternativen verfügbar sind und Mehrkosten finanziert werden können.
- Preise aber seit 2021 nicht mehr wettbewerbsfähig: 2025 liegen Preise immer noch x4 über USA.
- ETS1 verschärft Preise in nächsten Jahren, während CBAM bislang keine adäquate Lösung bietet.

Quelle: IW auf Basis Weltbank, 2025.

# Erdgas immer noch wichtiger Energieträger für die Industrie – und durch die Energiekrise nicht mehr wettbewerbsfähig.



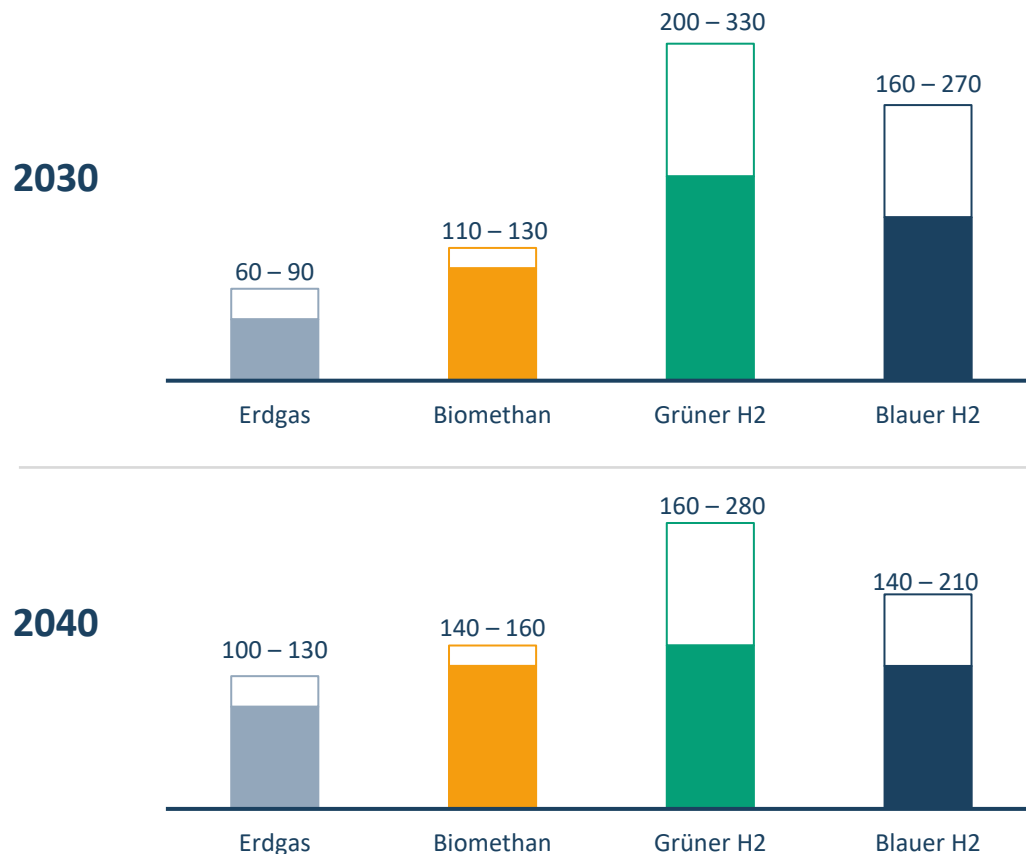
- ETS1 setzt bereits steigende Preissignale für den Umstieg (technologieoffen).
- GGQ dagegen belastet auch die Unternehmen zusätzlich, für die Elektrifizierung technisch oder ökonomisch sinnvoller wäre (z. B. Prozesswärme).
- Selbst bei Ausnahme des ETS1, würden über die Quote dennoch eine Vielzahl kleinerer Betriebe im ETS2 (aktuell BEHG) belastet.<sup>1</sup>

Quelle: IW auf Basis Weltbank, 2025.

<sup>1</sup> Die genaue Anzahl dieser Unternehmen ist schwer zu bestimmen. Ein Ansatz ist die Liste von Unternehmen im BEHG, die bereits heute eine Form von Carbon-Leakage Kompensation erhalten: „Insgesamt wurden für das Abrechnungsjahr 2023 (...) Anträge von **486 Unternehmen** von der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (UBA) positiv beschieden.“ (DEHSt, 2025).

# Selbst mit CO<sub>2</sub>-Preis bleiben Grüngase absehbar teurer und erhöhen damit die Gaspreise.

Beschaffungskosten in Euro pro MWh (Bandbreiten, inkl. CO<sub>2</sub>-Preis)



Wasserstoff aus DE. Inklusive Infrastruktur, Distribution und Verdichtung. ETS1 Preis: 119 Euro (2030), 175 Euro (2040)  
Quelle: BCG/BDI, 2025

- Grüngase aus heutiger Sicht in vielen Fällen teurer als Erdgas + CO<sub>2</sub>-Preis
- Strompreise könnten steigen, sobald der Stromsektor in die Verpflichtung einbezogen wird.
- Eine höhere Nachfrage bei knappem Angebot verteuert grünen Wasserstoff weiter.
- Pönalen bei Nichterfüllung können den Kostenanstieg zusätzlich verschärfen.

# Die Quote schafft keine Investitionssicherheit – sorgt aber für zusätzliche Bürokratie und Kosten.

- Bestehendes Anreizsystem zur technologieoffenen Vermeidung von THG-Emissionen über den ETS.
- Zusätzlich bestehende Quotenanforderungen für Industrie und Verkehr.
- GGQ liefert keinen Mehrwert, stattdessen werden Steuerungssignale aus dem ETS verzerrt.

Überblick über bestehende Instrumente auf EU- und Bundesebene zu Anreizung von Wasserstoffnachfrage

Instrument	Art	Betroffene Sektoren	Auswirkungen
EU-ETS	Preisinstrument	Industrie, Energie	Erhöhung der Kosten bei Nutzung fossiler Energieträger
CBAM	Preisinstrument	Industrie, Energie	Erhöhung der Preise von fossilen importierten Gütern
RED II	Quote	Verkehr	Erhöhung des EE-Anteils auf 14 % bis 2030
RED III	Quote	Verkehr, Industrie	Verkehrssektor: Erhöhung des EE-Anteils auf 29 % im Jahr 2030 Industriesektor: Anteil erneuerbarem Wasserstoff an gesamtem Wasserstoffbedarf von 42,5 % (2030) bzw. 60 % (2035)
IPCEI	Förderung		Förderung der Umsetzung ausgewählter Projekte in den Wellen Hy2Tech, Hy2Use, Hy2Infra und Hy2Move
Dekarbonisierung der Industrie und Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	Förderung	Industrie (Energieintensiv)	Anteilsfinanzierung zur (dauerhaften) Reduktion von THG-Emissionen
Klimaschutzverträge	Förderung	Industrie (Energieintensiv)	Umstellung auf klimaneutrale Prozesse mit Absicherung gegen Preisrisiken bis 2045

Quelle: eigene Darstellung von EWI/BET, 2025

# Hohe regulatorische Unsicherheit reduziert Wirksamkeit.

## Planungsunsicherheit

- Die Quote ist willkürlich parametrisierbar (Höhe, Ausgestaltung) .
- Evaluierungszeitpunkte verstärken die Unsicherheit, Quote könnte „zeitweise auf dem aktuellen Niveau eingefroren werden“ (Frontier, 2025).

## Umsetzungsunsicherheit

- Risiko von Doppelanrechnung und Greenwashing bei fehlendem robustem Herkunftsnachweissystem.
- Flexibilitätsmechanismen („banking & borrowing“) verwässern die Zielverbindlichkeit.

## Bürokratie

- Quote verzerrt Steuerungssignale aus dem ETS.
- Unklarer Zusatznutzen (Notwendigkeit) bezogen auf Industriequote, ETS, andere Instrumente.

## Haushaltsneutralität

- Die Industrie dürfte Entlastungen fordern, z. B. Nationaler Wasserstoffrat: „Zusätzliche Belastungen für die Industrie sind dabei zu vermeiden.“ Erfahrungen mit Gasspeicherumlage legen Risiko von Ausnahmen und impliziter Haushaltsbelastung nahe.
- Dadurch steigen die öffentlichen Ausgaben, bei gleichzeitig ineffizienter Allokation. Das Argument der Haushaltsneutralität (Quoten-Befürworter) entfielen damit.

# Eignung der Quote für eine kosteneffiziente Transformation



Biomethan



Wasserstoff

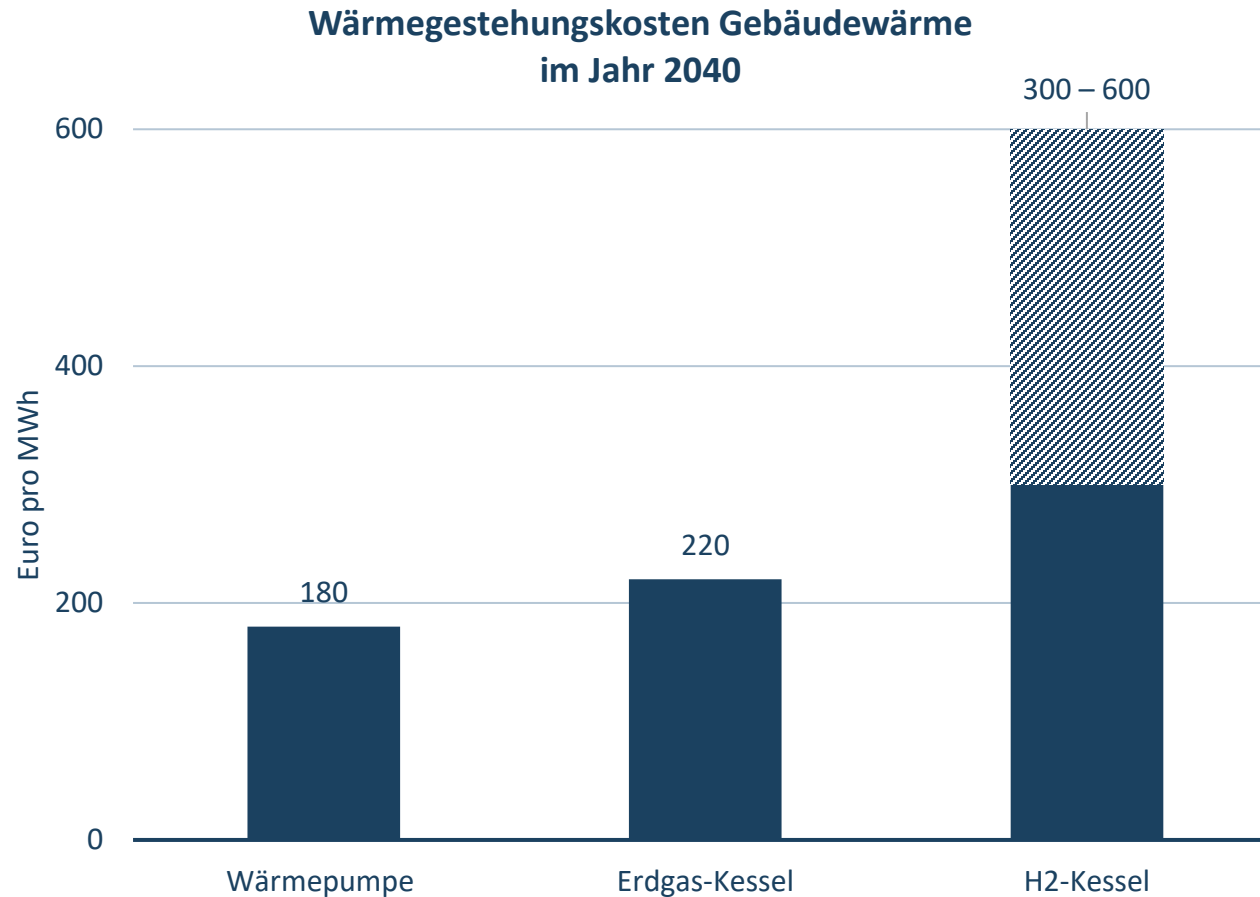


Industrie



**Haushalte und  
Gebäude**

# Der Gebäudesektor hat günstigere Dekarbonisierungsoptionen.

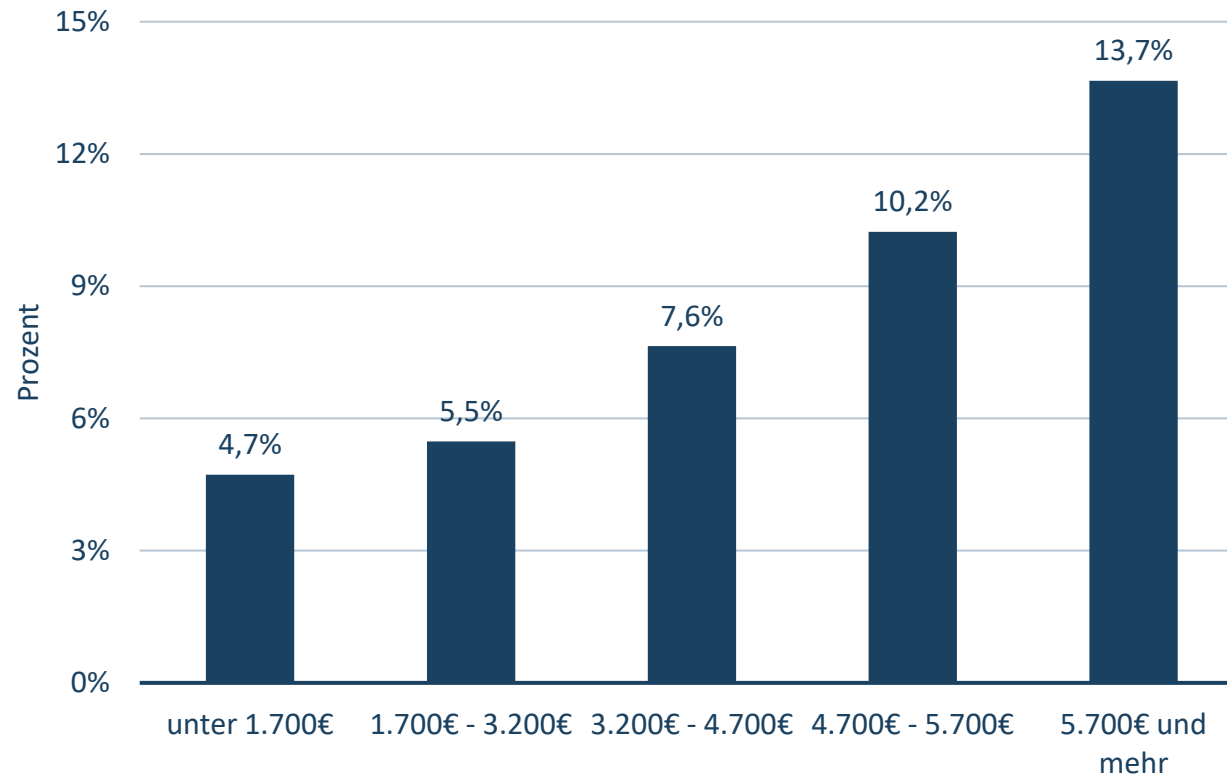


- Haushalte finanzieren über Quote Beimischung grüner Gase, obwohl diese nur in wenigen Fällen für sie benötigt werden
- Die Quote suggeriert eine Anschlusslösung und „Weiter-So“ mit Gasnetz und Heizungen und dadurch Fehlanreize beim Heizungseinbau
- Verstärkt ohnehin hohe Unsicherheit durch angekündigte Änderung des GEG.
- Gaspreise für Haushalte könnten bis 2040 um rund 25 % steigen<sup>1</sup>

Quelle: BCG/BDI, 2025; <sup>1</sup>Agora Energiewende und Agora Industrie (2025): Factsheet Grüngasquote – Einordnung für die 21. Legislaturperiode-  
Anmerkung: Alle Werte real 2024; Gebäudewärme: Jährlicher Wärmebedarf 15 MWh, Effizienz Wärmepumpe (Kessel) 330 % (96 %); Anschaffung inkl. Installation im Bestand Wärmepumpe (Gaskessel, H2 -Kessel) € 24.000 (~ € 5.000); 35 % Subvention auf Anschaffungskosten Wärmepumpe; 20 Jahre Nutzungsdauer; 60 % Netzentgeltreduktion für Wärmepumpen; € ~ 175/t CO2 ETS-Preis; € 2,30 – 7,00 VNB-Entgelte für H2. Erdgas € 32/MWh; H2 € 4 – 7/kg.

# Die Quote belastet vor allem die Verbleiber im Gas.

Anteil Wärmepumpen als Haupt-Heizungsanlage nach monatlichem Einkommen



- Besonders problematisch für Mieter und einkommensschwache Haushalte ohne Umstiegsmöglichkeit.
- Niedrigere Verbreitung von Wärmepumpen bei geringerem Einkommen.
- Sinkende Anzahl an Erdgasnutzern führt ohne entsprechende Stilllegung zusätzlich zu steigenden Netzentgelten.

Monatliches Nettoeinkommen des gesamten Haushalts.

Quelle: IW-Auswertung Ariadne Wärme- & Wohnen-Panel 2024. Kopernikus-Projekt.

# Eignung

## Auf einen Blick

- ! Die Quote ist kein geeignetes Instrument für den H<sub>2</sub>-Hochlauf.
- ! Es droht eine infrastrukturelle Sackgasse durch die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz.
- ! Biomethan ist angesichts begrenzter Potenziale keine robuste Lösung für das GGQ-Konzept.
- ! Selbst mit CO<sub>2</sub>-Preis bleiben Grüngase absehbar teurer und erhöhen die ohnehin bereits hohen Gaspreise.
- ! Die Quote schafft kaum Investitionssicherheit – sorgt aber für zusätzliche Bürokratie und Kosten.
- ! Die Quote belastet vor allem Haushalte, die im Gas verbleiben, und kann Fehlanreize für neue Gasheizungen setzen.

**Die gesamtwirtschaftlichen Nachteile einer GGQ überwiegen unabhängig von ihrer Ausgestaltung (nächste Folie).**



# Die Nachteile überwiegen unabhängig der Ausgestaltung.

		Ausschluss H <sub>2</sub> -Beimischung	H <sub>2</sub> -Unterquote	Eigene GGQ für jeden Sektor
Grüne Moleküle	Kein Wirksamer Anreiz für H <sub>2</sub> -Hochlauf	Ohne Unterquote nicht alleine ausreichend.	Höhere Mengensicherheit.	Kein Einfluss auf Hochlauf.
	Fehlallokation – H <sub>2</sub>	Risiko der „Entwertung“ entfällt, aber weiterhin Fehlallokation.	Löst nicht Risiko der Fehlallokation.	Kann Fehlallokation reduzieren.
	Fehlallokation – Biomethan	Nicht relevant (ohnehin beigemischt)	Reduziert Volumen der Fehlallokation, aber schließt sie nicht aus.	Quotensteuerung bleibt kompliziert und riskiert ineffiziente Allokation.
	Auswirkungen auf Infrastrukturentwicklung	Geringere Wechselwirkungen mit Infrastrukturentwicklung.	In Kombination mit H <sub>2</sub> -Unterquote weniger negative Rückwirkungen.	Stärkt Präzision und Planungssicherheit.
Industrie	Kostenrisiken	Zielgerichteter Einsatz dämpft Preisrisiken, schließt sie aber nicht aus.	Größere H <sub>2</sub> -Mengen, aber: Umlage würde steigen durch teuren H <sub>2</sub> .	Geringere Querfinanzierung durch Haushalte, dadurch höhere Kosten.
	Mengenrisiken	Gefahr der Entwertung entfällt, Risiken bleiben.	Größere H <sub>2</sub> -Mengen möglich. Quotenpfad weiter nicht ideal.	Moderate Verbesserung. In Kombination mit anderen beiden positiv.
Gebäude	Gefahr der Querfinanzierung	Ändert nicht den Mechanismus.		Gefahr wird reduziert.
	Lock-In/Verzögerung Dekarbonisierung	Reduziert Fehlanreize, löst sie aber nicht auf.	Fehlanreize bleiben bestehen.	
Governance	Fehlende Planungssicherheit	Willkürlicher Quotenpfad   Unsicherheit durch Evaluierungsmechanismus.		
	Haushaltsneutralität fraglich	Quote ersetzt kaum notwendige Mittel für H <sub>2</sub> -Hochlauf   Mögliche Entlastungsforderungen für Anstieg der Gaspreise.		

# Übersicht

1. Das Konzept „Grüngasquote“
2. Eignung der Grüngasquote für eine kosteneffiziente Transformation
- 3. Empfehlungen für den Wasserstoffhochlauf**

# Diagnose des stockenden H<sub>2</sub>-Hochlaufs stimmt, doch die vorgeschlagene Therapie (Grüngasquote) ist unpassend.

- ! Quotenmodell für Wasserstoffhochlauf nicht geeignet
- ! Angebotsseitiges Instrument hilft nicht der Nachfragestärkung

## Anspruch an geeignete Instrumente

- ✓ Wirksame Zielerreichung zu geringeren Kosten
- ✓ Klare Transformationspfade statt Gießkanne
- ✓ Ermöglichung der industriellen Transformation

# Was dem H<sub>2</sub>-Hochlauf jetzt mehr hilft

## Produktionskosten senken

- Investitionskostenförderung für den Aufbau von Elektrolyseuren (z. B. durch Förderprogramme wie IPCEI Wasserstoff, KfW - Klimaschutzoffensive für Unternehmen (*Kredit Nr. 293*))
- Senkung und Stabilisierung der Betriebskosten (v. a. der Stromkosten)
- Verlängerte Ausnahmeregelungen bei den Kriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten (geregelt in den Delegierten Rechtsakten 2023/1184 und 2023/1185 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie)

## Finanzierung erleichtern\*

- Kreditfinanzierung und Risikoabsicherung verbessern: Transformationskredite mit langen Laufzeiten und öffentliche Kreditgarantien reduzieren Finanzierungsrisiken für Unternehmen mit hohen Investitionsbedarfen.
- Eigenkapitalfonds können insbesondere kleine und mittlere Unternehmen mit begrenztem Eigenkapitalzugang unterstützen.  
→ Diese Instrumente helfen Finanzierungslücken bei kapitalintensiven Anfangsinvestitionen zu schließen.

## Nachfrage anreizen

- Investitionskostenförderung (z.B. durch Förderprogramme wie BIK und EEW)
- Investitions- und Betriebsmehrkostenförderung (z. B. durch CO<sub>2</sub>-Differenzverträge (KSV))
- Aufbau von Leitmärkten, z. B. im Rahmen nachhaltiger öffentlicher Beschaffung von klimafreundlich produzierten Grundstoffen
- Zu prüfen: reine, nachfrageseitig auktionierte OPEX-Förderinstrumente (z. B. CfD, Fixed Green Premium), die breiter und unbürokratischer Anwendung finden können als KSV

\*Weitere Vorschläge zum Thema Finanzierung: Demary, Markus / Küper, Malte / Schaefer, Thilo, 2025, Investitionsstarre gefährdet Transformation und Wettbewerbsfähigkeit. Finanzierungslösungen für die klimaneutrale Transformation von Unternehmen, Gutachten im Auftrag von EPICO Klimainnovation und Bellona Deutschland, Köln.

BIK = Bundesförderung Industrie und Klimaschutz; EEW = Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft, KSV = Klimaschutzverträge

# Quellen

Ariadne Szenarien-Explorer, 2025, Kopernikus-Projekt Ariadne (Hrsg.), 2025, *Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045 (Version Szenarien-Explorer – Datengrundlage des Ariadne-Szenarienreports 2025)*, Potsdam, Online verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/news-de/szenarienexplorer-datengrundlage-des-ariadne-szenarienreports-2025-online-abrufbar/> [Abrufdatum: 21.10.2025].

Ariadne Wärme- & Wohnen-Panel, 2024, Kaestner, Kathrin / Knoche, Anton / Büchel, Jan / Frondel, Manuel / Gerster, Andreas / Henger, Ralph / Milcetic, Martina / Oberst, Christian / Pahle, Michael / Schwarz, Antonia / Singhal, Puja, 2025, *Fokusreport Wärme und Wohnen: Zentrale Ergebnisse aus dem Ariadne Wärme- & Wohnen-Panel 2024*, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, <https://doi.org/10.48485/pik.2025.013>.

BCG/BDI, 2025, *Energiewende effizient machen – Strategien für eine wettbewerbsfähige Transformation Deutschlands*, München/Berlin.

BCG/BDI/IW, 2024, *Transformationspfade für das Industrieland Deutschland*, München/Berlin/Köln.

BDEW, 2022, *10 Punkte für eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung*, Berlin.

BET, 2023, *Die Biogas- und Biomethan-Landschaft in Deutschland: Ein Scheideweg voller Chancen und Ungewissheit*, Online verfügbar unter: <https://www.bet-consulting.de/webmagazin/artikel/die-biogas-und-biomethan-landschaft-in-deutschland> [Abrufdatum: 28.10.2025].

Branchenbarometer Biomethan 2024, Deutsche Energie-Agentur (DENA), *Branchenbarometer Biomethan 2024*, Online verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/branchenbarometer-biomethan-2024/> [Abrufdatum: 31.10.2025].

Branchenbarometer Biomethan 2025, Deutsche Energie-Agentur (DENA), *Branchenbarometer Biomethan 2025*, Online verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/branchenbarometer-biomethan-2025/> [Abrufdatum: 31.10.2025].

DEHST, 2025, Auswertungsbericht zur Carbon-Leakage-Kompensation für das Jahr 2023 veröffentlicht, <https://www.dehst.de/SharedDocs/news/DE/clk-bericht.htm> [Abrufdatum: 30.10.2025].

EWI/BET, 2025, *Energiewende-Monitoring 2025*, Köln/Aachen.

FFE, 2023, *Zertifizierung von Wasserstoff*, FFE München, Online verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/zertifizierung-von-wasserstoff/> [Abrufdatum: 30.10.2025].

Fraunhofer IEE, 2022, *The Limitations of Hydrogen Blending in the European Gas Grid*, Berlin.

Fraunhofer ISI, 2024, *Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme. Eine Bewertung von Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Industrie.*

IEA, 2025, *Global Hydrogen Review 2025*, Paris.

Langfristszenarien (o. J.), Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) / Fraunhofer ISI / Consentec / DLR / Ifeu, *Gesamtbilanzen – EnerTile-Explorer der Langfristszenarien 2045 (Dashboard)*, Online verfügbar unter: <https://langfristszenarien.de/enerTile-explorer-de/szenario-explorer/gesamtbilanzen.php> [Abrufdatum: 18.10.2025].

Uniper SE, 2024, *Uniper erweitert grünes Portfolio um BioLNG*, Online verfügbar unter: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-erweitert-gruenes-portfolio-um-biolng> [Abrufdatum: 15.10.2025].

Weltbank, 2025, *Global Commodity Markets – Pink Sheet 2025*, Washington D.C

# Abkürzungsverzeichnis

BGA	Biogasanlagen
GG	Grüngas
GGQ	Grüngasquote
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
SNG	Synthetic Natural Gas
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan