KONZEPTION EINER GRÜNGASQUOTE

Eine THG-Minderungsquote für den Gassektor

Bericht für Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V.

13.03.2025

WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM

Inhalt

ZUSAMMENFASSUNG 3

1 Ziele der Grüngasquote und Ausgestaltungsprinzipien 6

1.1 Ausgestaltungsprinzipien 6

1.2 Grundkonzept Grüngasquote 8

1.3 Struktur der Studie 9

2 Zentrale Ausgestaltungsparameter 10

2.1 Grundausrichtung der Quote als Garantielösung 10

2.2 Allgemeine Ausgestaltungsmerkmale 13

2.3 Herkunftsseite 16

2.4 Verwendungsseite 17

3 Quotenpfad und -formel 20

3.1 Quotenpfad 20

3.2 Quotenformel 22

3.3 Grüngaspotenziale 23

3.4 Evaluierungszeitpunkte und Force Majeure-Regelung 25

4 Umsetzung der Grüngasquote 27

4.1 Prozess-Design 27

4.2 Implementierungsphasen 30

frontier economics

ZUSAMMENFASSUNG

Deutschland hat das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 gesetzlich im Bundes-Klimaschutzgesetz verankert. Gasförmige Energieträger spielen dabei eine Schlüsselrolle, müssen jedoch schrittweise defossilisiert werden. Die **Einführung einer verbindlichen und sektorübergreifenden Grüngasquote**[1] als Treibhausgas(THG)-Minderungsquote soll sicherstellen, dass fossile Gase durch klimafreundliche Alternativen wie Wasserstoff und Biomethan ersetzt werden.

Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V. hat Frontier Economics beauftragt, ein **Konzept für eine Grüngasquote** zu entwickeln, die ab 2025/26 den Anteil klimafreundlicher Gase wie Wasserstoff und Wasserstoff-Derivate sowie Biomethan stetig steigert und damit die CO_2-Emissionen im deutschen Gasmarkt nachhaltig reduziert. Unser Quotenvorschlag basiert auf den Prinzipien eines effektiven Beitrags zur Klimaneutralität und fairen Wettbewerbs zwischen Grüngasen, der Sicherung bezahlbarer Gasversorgung sowie der Anknüpfung an EU-Nachhaltigkeitsvorgaben, um die Energiewende kosteneffizient und zielgerichtet zu gestalten. **Tabelle 1 fasst die Kernelemente** zusammen.

Tabelle 1 Kernelemente des Grüngas-Quotenvorschlags im Überblick

	Ausgestaltungsvorschlag
Allgemein	Die Teilnahme an der Grüngasquote ist verpflichtend für Inverkehrbringer, meist Gaslieferanten, mit einem geographischen Fokus auf Deutschland und möglicher späterer EU-Erweiterung. Die Quote basiert auf der THG-Minderung und ist handelbar, mit uneingeschränktem Banking und begrenztem Borrowing (30 % für die Dauer von einem Jahr). Bei Nichterfüllung wird eine Pönale von 600 €/tCO_2 erhoben und die Quote ist kumulativ sowie sektorübergreifend angelegt.
Herkunft	Zulässige Grüngase umfassen alle erneuerbaren und dekarbonisierten Gase, inkl. Wasserstoff-Derivaten, die den nationalen und EU-Nachhaltigkeitskriterien (z. B. EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie, kurz „RED III“, und Gasbinnenmarktrichtlinie) entsprechen. Die Herkunft ist global, sofern die Anforderungen an Massenbilanzierung und Zertifizierung entsprechend den EU-Vorgaben eingehalten werden. In der Anfangsphase können optional Multiplikatoren für grünen Wasserstoff und seine Derivate angerechnet werden.
Verwendung	Die Beimischung von Grüngasen zu fossilen Gasen ist im Rahmen der technischen Grenzwerte zulässig.[2] ETS 1-Anlagen sind in der Anfangsphase vorübergehend von der Quote ausgenommen. Die Zertifizierung und Nachverfolgung erfolgen über ein Massenbilanzierungssystem und alle Lieferwege werden einbezogen.

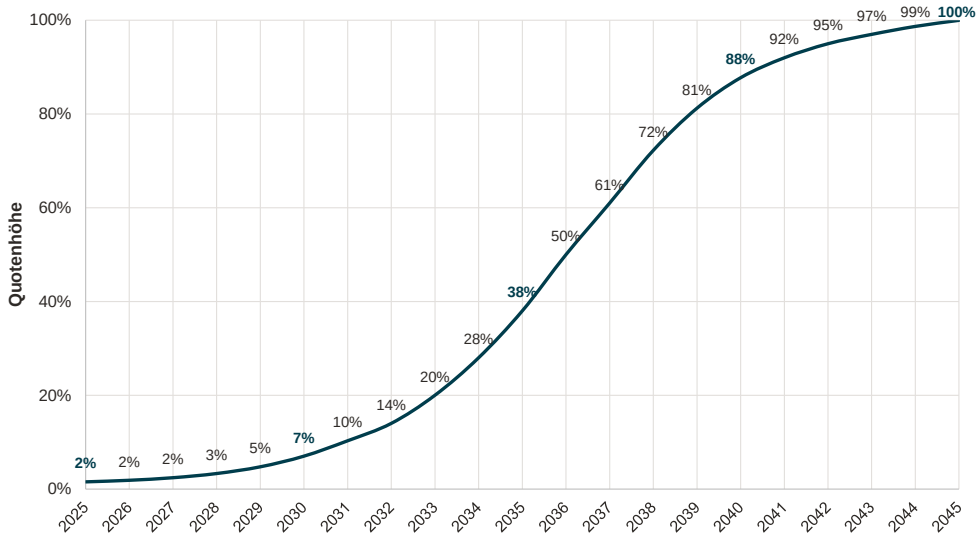
Quelle: Frontier Economics

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

2 Mit Blick auf Biomethan und synthetisches Methan ist eine Beimischung in das Erdgasnetz voraussichtlich unproblematisch. Für Wasserstoff hingegen ist dies aus technischer Sicht nur mit Einschränkungen möglich.

Der von uns vorgeschlagene **Quotenpfad** (Abbildung 1) sieht einen **ambitionierten** – aber durch Abgleich mit bestehenden Potenzialabschätzungen **realistischen** – Hochlauf von Grüngasen bis zum Jahr 2045 vor. Als Startwert setzen wir den heutigen Anteil von Grüngasen am Gasverbrauch an, der Zielwert umfasst im Einklang mit den aktuellen Klimaschutzzielen der Bundesregierung eine Quote von 100% Grüngasen im Jahr 2045. Der S-Kurvenverlauf legt den Fokus des Hochlaufs auf die mittlere Frist (2030-2040). Dies schafft eine Balance von effektiven Anreizen (und sichert damit die politische Akzeptanz) und realistischen Zielen, da kurzfristig das Grüngas-Angebot begrenzt ist und langfristig der Ersatz der letzten fossilen Gase (z. B. die stoffliche Nutzung von Erdgas in der chemischen Industrie) ökonomisch voraussichtlich teuer ist („hard-to-abate“).

Abbildung 1 Vorgeschlagener Quotenpfad

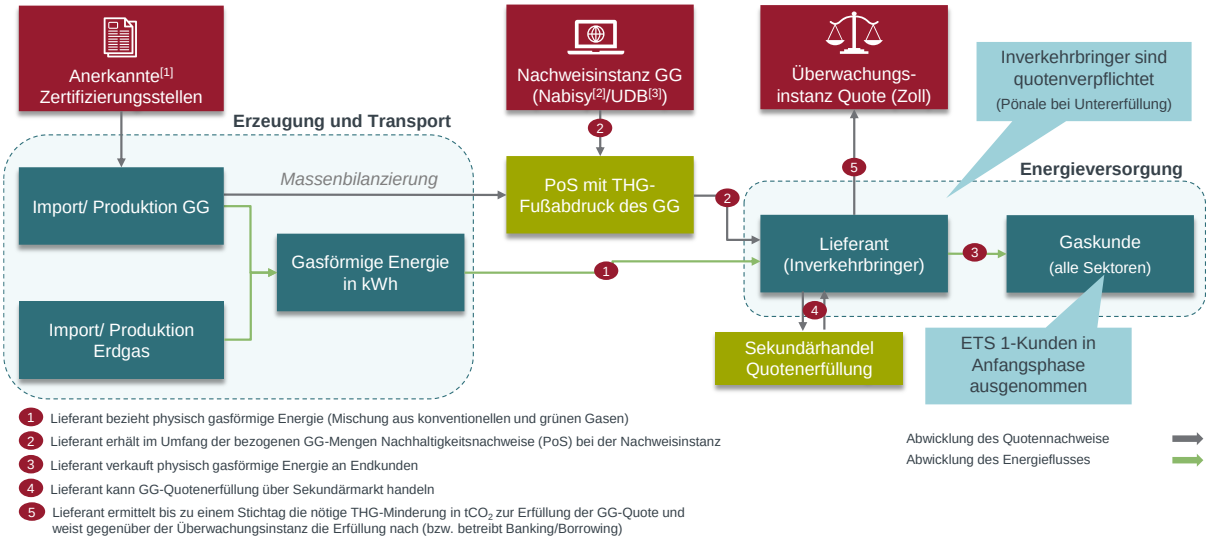


Quelle: Frontier Economics

Die GG-Quote verpflichtet die Gaswirtschaft schrittweise dazu, einen wachsenden Anteil der Gasnachfrage durch klimafreundliche Gase zu decken, was Investitionen in Produktion, Infrastruktur und Verbrauchsanpassungen erfordert. Um die damit verbundenen Risiken abzumildern, sind Sicherungsmechanismen wie **regelmäßige Evaluierungen und Force-Majeure-Regeln** vorgesehen, die marktbedingte oder unvorhersehbare Störungen adressieren, ohne die Klimaziele zu gefährden.

Unser Vorschlag zum Umsetzungsprozess der GG-Quote (Abbildung 2) minimiert den bürokratischen Aufwand, indem **bestehende Institutionen und Prüfprozesse** genutzt werden. Der Prozess umfasst die Überwachung der Nachhaltigkeitskriterien entlang der gesamten Lieferkette, die Nachverfolgung über etablierte Datenbanken wie die Unionsdatenbank für Biokraftstoffe (UDB) und die nationale Biomassedatenbank Nabisy sowie den Handel überschüssiger Quoten auf Sekundärmärkten. Letzteres erhöht die Effizienz und Flexibilität der Quotenumsetzung.

Abbildung 2 Umsetzungsprozess der GG-Quote



Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *[1] https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Anerkennung_de.pdf?__blob=publicationFile&v=1, [2] https://nabisy.ble.de/app/start, [3] https://wikis.ec.europa.eu/display/UDBBIS/Union+Database+for+Biofuels+-+Public+wiki.*

Der Vorschlag zur Grüngasquote sieht mehrere **Implementierungsphasen** vor, um bis 2045 die Klimaneutralität des Gassektors zu erreichen. Nach einer Vorbereitungsphase (2025–2026) folgen eine temporäre Ausnahmephase für ETS 1-Anlagen, die Einführung einer sektorübergreifenden Quote und langfristig eine mögliche Ausweitung der Quote auf EU-Ebene.

1 Ziele der Grüngasquote und Ausgestaltungsprinzipien

Deutschland hat sich Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zum Ziel gesetzt und dies im Bundes-Klimaschutzgesetz verankert, um die Folgen des Klimawandels zu begrenzen. Gasförmige Energieträger, heute v.a. als fossiles Erdgas bereitgestellt, spielen für die deutsche Energieversorgung eine wichtige Rolle.[3]

Damit die Klimaschutzziele zuverlässig erreicht werden können und gasförmige Energieträger langfristig eine Perspektive im Energiemix haben, muss der Anteil von fossilen Gasen sukzessive reduziert und durch klimafreundliche Gase („Grüngase“) ersetzt werden. Um dies zu erreichen hat die Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V. Frontier Economics Ltd. beauftragt, eine Grüngasquote („GG-Quote“) mit folgenden Eckpunkten zu konzeptionieren:

- Bis 2025/26 soll eine verbindliche GG-Quote etabliert werden, die ab 2027 greift, um den Anteil von Grüngasen am deutschen Gasmarkt schrittweise bis auf 100% im Jahr 2045 zu erhöhen.
- Marktakteure, die fossile Gase in verschiedenen Formen (z. B. Pipelinegas oder LNG) vertreiben, sollen verpflichtet werden, einen steigenden Anteil CO_2-reduzierender Gase wie Wasserstoff, dessen Derivate sowie Biomethan einzusetzen.
- Die GG-Quote soll so dazu beitragen, die jährlichen CO_2-Emissionen zu reduzieren, indem Erdgas durch nachhaltige Alternativen ersetzt wird.

Im Folgenden stellen wir die **Ausgestaltungsprinzipien** (**Abschnitt 1.1**), auf denen unser Quotenvorschlag basiert, das **Grundkonzept** der GG-Quote (**Abschnitt 1.2**) und die **Struktur** der Studie (**Abschnitt 1.3**) vor.

1.1 Ausgestaltungsprinzipien

Bei der Ausgestaltung des Quotenvorschlags berücksichtigen wir fünf Kriterien: Effektivität/Zielerreichung, Kosteneffizienz, Verteilungseffekte, Umsetzbarkeit und Akzeptanz. Daraus leiten wir die folgenden Ausgestaltungsprinzipien (Abbildung 3) ab, auf die Grundlage für unser Grüngasquotenkonzept bilden:

- **Effektiver Beitrag der Gaswirtschaft zum Klimaneutralitätsziel** – Die Gaswirtschaft spielt potentiell eine entscheidende Rolle, um die deutschen und europäischen Klimaziele zu erreichen, da Gase die Resilienz der Energiewende erhöhen und Elektrifizierungspfade komplementieren können. Grüngase wie Wasserstoff, synthetisches Methan und Biomethan bieten dabei Möglichkeiten, fossile Brennstoffe zu ersetzen und die CO_2-Emissionen signifikant zu reduzieren.[4] Die effektive Nutzung von

[3] Erdgas stellte lauf Energiebilanz im Jahr 2022 fast 24 % der in Deutschland genutzten Primärenergie zur Verfügung, siehe https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?wpv-jahresbereich-bilanz=2021-2030.

[4] https://www.frontier-economics.com/media/25cd1ei4/frontier-economics-ensuring-resilience-in-the-european-energy-transition.pdf

Grüngasen kann somit – insbesondere aufgrund der bestehenden Gasinfrastruktur – zu insgesamt niedrigeren Kosten der Energiewende führen.

- **„Level-Playing-Field" für Grüngase, d. h. fairer Wettbewerb zwischen Defossilisierungsoptionen** – Ein fairer Wettbewerb zwischen verschiedenen Defossilisierungsoptionen gewährleistet, dass technologische Innovationen und marktwirtschaftliche Effizienz gefördert werden. Dies erfordert klare regulatorische Rahmenbedingungen, die allen Optionen gleiche Chancen einräumen und gleichzeitig die langfristige Versorgungssicherheit stärken.
- **Erhalt bezahlbarer Gasversorgung sowie Investierbarkeit in die Gasinfrastruktur** – Eine bezahlbare Gasversorgung ist ein entscheidender Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft und zur Entlastung der Verbraucher. Gleichzeitig muss die Investitionsfähigkeit in Gasinfrastrukturen gewährleistet werden. Verlässliche und geeignete Rahmenbedingungen für Investitionen sind notwendig, um bestehende Netzwerke nachhaltig anzupassen und sie zukunftsfähig für ein klimaneutrales Energiesystem zu gestalten. Dies ist insbesondere relevant vor dem Hintergrund des Wertes der bestehenden Gasinfrastruktur sowie der Rolle, welche die Nutzung dieser Infrastruktur für eine kostengünstige Energiewende spielen kann.[5]
- **Anknüpfung an bestehende Nachhaltigkeitssysteme und sonstige relevante EU-Vorgaben** – Die EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (englisch: Renewable Energy Directive, aktuelle Fassung kurz „RED III"[6]), die Gasbinnenmarktrichtlinie[7] und delegierte Rechtsakte sowie die nationale Umsetzung in Gesetze und Verordnungen bilden den rechtlichen und strukturellen Rahmen für die Förderung erneuerbarer Energien in der EU. Damit wird eine konsistente, zielgerichtete und europäisch anschlussfähige Umsetzung der GG-Quote gewährleistet.

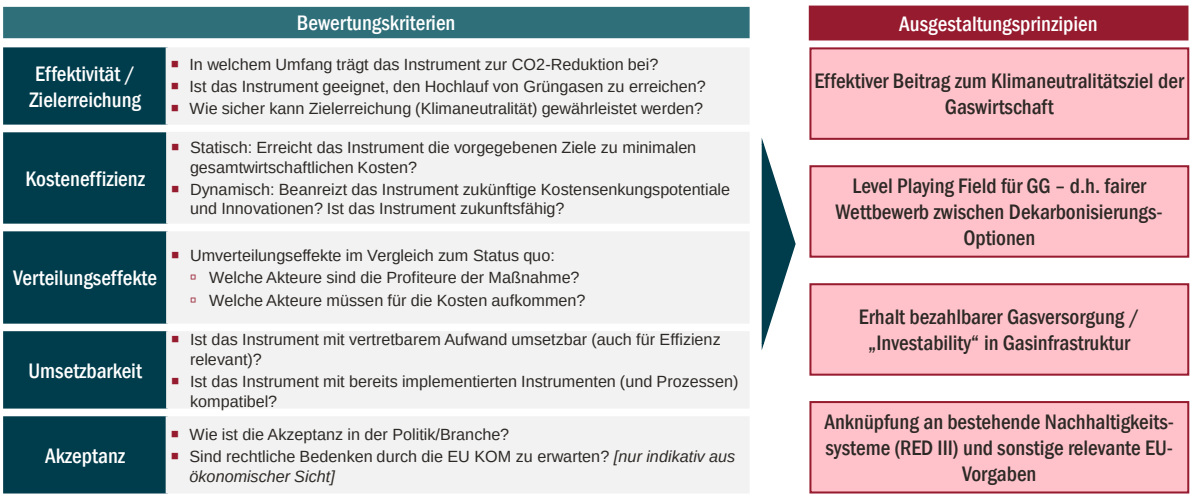
Auf Grundlage dieser Ausgestaltungsprinzipien legen wir die zentralen Parameter der von uns vorgeschlagenen GG-Quote fest.

5 Siehe z. B. Frontier Economics im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland: https://www.vng.de/sites/default/files/2021-03/fnb-_gas_frontier_economics_gasinfrastruktur_fuer_die_energiewende.pdf

6 Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018, zuletzt geändert im Juni 2024, siehe https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:02018L2001-20240716.

7 Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202401788

Abbildung 3 Übersicht der Bewertungskriterien und Ausgestaltungsprinzipien



Quelle: Frontier Economics

1.2 Grundkonzept Grüngasquote

Die in dieser Studie vorgeschlagene GG-Quote verpflichtet die Inverkehrbringer von Gasen, einen gesetzlich vorgegebenen Anteil („Quote“) fossiler Gase durch klimaneutrale Gase bzw. eine äquivalente Menge klimafreundlicher Gase zu ersetzen.[8] Die Quote entspricht somit einer prozentualen THG-Minderung aller in Verkehr gebrachten Gase. Im Einklang mit den langfristigen Klimaschutzzielen steigt die Quote im Zeitverlauf an.

Um die Quote zu erreichen, können Verpflichtete entweder direkt ihre in Verkehr gebrachten Gase durch Grüngase ersetzen oder auf Handelsprodukte zugreifen. Auf diesem Sekundärmarkt können Verpflichtete, die ihre Quote übererfüllt haben, diese zusätzlichen Mengen mit anderen Verpflichteten handeln, die z. B. ihre Quote nicht über eigene Grüngasmengen erfüllen. Um für Quotenverpflichtete Flexibilität und Optimierungsspielraum zu schaffen und insbesondere kurzfristige (z. B. witterungsbedingte) Mengenrisiken abzufedern, können Quoten im gewissen Umfang in der Folgeperiode erfüllt („Borrowing“) oder eine Überüberfüllung auf die nächste Periode übertragen werden („Banking“).

Die Einhaltung der Quoten muss regelmäßig überprüft werden. Hierzu ist durch Quotenverpflichtete zu einem Stichtag nachzuweisen, dass die Quotenverpflichtung für die vorangegangene Periode (in der Regel ein Kalenderjahr) mit zulässigen Grüngasen (unter Berücksichtigung von Handel, Banking und Borrowing) erfüllt wurde. Andernfalls muss eine Strafzahlung (Pönale) erhoben werden.

8 Eine Quote von 10 % bedeutet bspw., dass der Verpflichtete entweder 10% der Gasmenge durch klimaneutrale Gase (100% THG-Minderung im Vergleich zu fossilen Gasen) oder 20% der Gasmenge durch klimafreundliche Gase mit 50% THG-Minderung bereitstellt.

Im Detail bestehen für ein solches Grüngasquotendesign eine Vielzahl von Ausgestaltungsmöglichkeiten, die in dieser Studie diskutiert und für die Empfehlungen abgeleitet werden.

1.3 Struktur der Studie

Die weitere Studie ist in folgende Abschnitte untergliedert:

- Zunächst erarbeiten wir Vorschläge zu den **zentralen Ausgestaltungsparametern**, wie bspw. den Quotenverpflichteten, den zulässigen Grüngasen und den Sektoren (Abschnitt 2).
- Basierend auf diesem Ausgestaltungsvorschlag leiten wir einen Vorschlag zur Höhe des **Quotenpfades** über die Zeit und der **Quotenformel** (Abschnitt 3) her.
- In Abschnitt 4 stellen wir die Grundzüge zur Umsetzung der GG-Quote vor, d. h. die Ausgestaltung der **Prozesse und Implementierungsphasen**.

2 Zentrale Ausgestaltungsparameter

Tabelle 2 fasst die zentralen Ausgestaltungsparameter der von uns vorgeschlagenen GG-Quote zusammen. Im Folgenden stellen wir die zugrundeliegenden Überlegungen auf Basis der Ausgestaltungsprinzipien (Abschnitt 1.1) ausführlich dar.

2.1 Grundausrichtung der Quote als Garantielösung

Die GG-Quote soll sicherstellen, dass die Gasversorgung langfristig klimaneutral wird (siehe Abschnitt 1). Die Quote sollte daher als „**Garantielösung**“ für eine langfristig klimaneutrale Gaswirtschaft konzipiert werden, die den notwendigen Rahmen für die notwendigen langfristigen Investitionen in Produktionskapazitäten, Speicher- und Transportinfrastruktur sowie Umstellungen bei Verbrauchsanlagen schafft.

Eine GG-Quote wirkt am effektivsten als Garantielösung, wenn die Quote über Sektoren hinweg („sektorübergreifend“) und kumulativ ausgestaltet wird:

- **Sektorübergreifende Quote** – Sektorübergreifend bedeutet, dass die Quotenziele über alle Sektoren hinweg gilt und keine sektorspezifische Unterquoten festgelegt werden.[9] Eine sektorübergreifende Quote ermöglicht es den Verpflichteten, Emissionen dort zu reduzieren, wo dies am kostengünstigsten möglich ist. Somit werden die volkswirtschaftlichen Kosten für den Klimaschutz, die in der Regel an Verbraucher weitergegeben werden, minimiert und Gas bleibt als Energieträger möglichst bezahlbar. Ein solcher Ansatz ist zudem praktikabler, da sektorspezifische Quoten eine detaillierte Regulierung und Überwachung jedes einzelnen Sektors erfordern. Ein sektorspezifischer Ansatz würde zudem zu einem höheren administrativen Aufwand für Nachweis und Überprüfung führen.

  Zudem könnte eine sektorspezifische Quote die langfristige Defossilisierung des Gassektors weniger effektiv verfolgen, da eine sektorspezifische Quote – im Gegensatz zu einer sektorübergreifenden Quote – nicht den gesamten Gassektor im Blick hätte und somit nicht in gleichem Maße zum Erreichen übergreifender Klimaneutralitätsziele beitragen könnte. Dennoch können einzelne Sektoren bei Bedarf vom Geltungsbereich der Quote ausgenommen werden. Eine genauere Diskussion hierzu erfolgt in Abschnitt 2.4.

[9] Dies bedeutet nicht, dass der Grüngashochlauf in allen Sektoren gleich schnell ist. In Sektoren mit kostengünstigen Defossilisierungspotenzialen werden fossile Gase schneller durch Grüngase ersetzt und andere Sektoren langsamer. Durch das 100%-Ziel im Jahr 2045 wird die vollständige Klimaneutralität erreicht.

Tabelle 2 Vorschlag GG-Quote im Überblick

	Parameter	Ausgestaltungsvorschlag
Allgemeine Merkmale	Teilnahmebedingungen	Verpflichtende Teilnahme an der Quote
	Quotenverpflichtete	Inverkehrbringer (angelehnt an die Definition im Energiesteuergesetz)
	Geographischer Geltungsbereich	Beschränkt auf Deutschland, später mögliche Erweiterung auf EU
	Bezugsgröße der Quote	THG-Minderungsquote, mit Gasverbrauch als Bezugsgröße
	Handelbarkeit	Handelbarkeit vorgesehen (inkl. Dritte) – sichergestellt über Nachweise und Quotenübertrag
	Banking	Banking uneingeschränkt zulässig
	Borrowing	Borrowing begrenzt zulässig (Menge: max. 30% der Verpflichtung, Dauer: max. 1 Jahr, d.h. auf Folgeperiode)
	Pönale	600 €/tCO_2 (angelehnt an THG-Minderungsquote für Kraftstoffe), keine Nacherfüllungsverpflichtung
	Sektorale Reichweite / Additiv vs. kumulativ	Kumulative und sektorübergreifende Quote
Herkunft	Zulässige Grüngase	Sämtliche erneuerbare und dekarbonisierte Gase (inkl. H2-Derivaten)[10]
	Nachhaltigkeitskriterien	Im Einklang mit nationalen / EU-Nachhaltigkeitskriterien (EU-Erneuerbaren-Richtlinie, Gasbinnenmarktrichtlinie und delegierte Rechtsakte, BImSchG, etc.), bspw. Mindest-THG-Einsparquoten
	Ursprungsland	Keine Begrenzung der erlaubten Ursprungsländer.
	Multiplikatoren bei Anrechnung	*Optional: In der Anfangsphase können Multiplikatoren für die Anrechnung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten angesetzt werden.*
Verwendung	Beimischung zu fossilen Gasen	Beimischung von Grüngasen zu fossilen Gasen zulässig[11]
	Ausgenommene Sektoren	ETS 1-Anlagen in der Anfangsphase von der Quotenberechnung ausgenommen (bis zum Betrieb von H2-ready Kraftwerken mit Wasserstoff[12])
	Zertifizierungs-/ Nachverfolgungssystem	Die Erfüllung wird mittels Massenbilanzierung sichergestellt.
	Lieferwege	Alle Lieferwege und Gasverbräuche sind inbegriffen.

Quelle: Frontier Economics

10 Hierbei sind die jeweils geltenden DVGW-Regeln zu berücksichtigen.

11 Bei einer Beimischung müssen technische Grenzwerte berücksichtigt werden. Mit Blick auf Biomethan und synthetisches Methan ist eine Beimischung in das Erdgasnetz voraussichtlich unproblematisch. Für Wasserstoff hingegen ist dies aus technischer Sicht nur mit Einschränkungen möglich.

12 Dies bedeutet, dass die im ETS 1 verbrauchten Gasmengen nicht im Nenner der Quote berücksichtigt werden. Angesichts der aktuellen Pläne und unter Annahme der Kraftwerksstrategie scheint 2035 ein realistisches Datum für die Einbeziehung der ETS 1-Anlagen in die GG-Quote (abhängig von den gesetzgeberischen Rahmenbedingungen).

- **Kumulative Quote** – Die Quote sollte kumulativ ausgestaltet werden, sodass alle Grüngasmengen angerechnet werden, unabhängig davon, ob sie bereits über andere Förderinstrumente direkt oder indirekt beanreizt wurden (bspw. THG-Minderungsquote). Hierfür spricht insbesondere die bessere Umsetzbarkeit im Gegensatz zu einer additiven Quote[13], für welche ein aufwendiges Tracking-System eingeführt werden müsste, um sicherzustellen, dass Quotengase nicht anderweitig angerechnet werden. Die kumulative Ausgestaltung der Quote reduziert somit im Vergleich zu einer additiven Quote aufgrund der sonst komplexen Interaktion mit anderen Instrumenten die Umsetzungskosten.

  Zudem stellt die kumulative Ausgestaltung der Quote sicher, dass das Ziel von 100% Grüngasen und somit die langfristige Klimaneutralität des Gassektors erreicht wird. Aus heutiger Sicht ist nicht bekannt, welche Grüngase zukünftig über welche Instrumente (wie CO_2-Handel, GEG-Vorgaben usw.) in den Markt kommen. Dadurch ist es auch nicht möglich die Quote für den „Restmarkt“, welche durch eine additive Quote zu adressieren wäre, a priori zu bestimmen.

Ein sektorübergreifendes kumulatives GG-Quotenmodell bietet somit insgesamt wesentliche Vorteile gegenüber einer sektorspezifischen additiven Ausgestaltung der Quote:

- **Effektiver Beitrag zum Klimaneutralitätsziel** – Durch die Ausgestaltung als sektorübergreifende und kumulative Quote kann die Quote so definiert werden, dass die Gaswirtschaft durch eine Quotenhöhe von 100 % zum langfristigen Ziel der Klimaneutralität beiträgt, während gleichzeitig eine Übersteuerung der Quote vermieden wird.[14] Eine sektorspezifische additive Quote kann als inkrementelle Quote zwar ebenfalls zusätzliche Grüngase (über die bestehenden Klimaschutzinstrumente hinaus) beanreizen, das langfristige Erreichen der Klimaneutralität des Gassektors (d. h. 100% Grüngase) hinge jedoch maßgeblich auch von der Zielerreichung anderer Instrumente ab (z.B. des EU ETS). Somit kann sowohl eine Untererfüllung als auch eine Übererfüllung nicht ausgeschlossen werden.
- **Erhalt bezahlbarer Gasversorgung und Investierbarkeit** – Die sektorübergreifende kumulative GG-Quote stellt sicher, dass die Gaswirtschaft insgesamt die anvisierten Klimaziele erfüllt und die Erfüllung dieses Ziel kostenminimal erreicht werden kann, indem Grüngase zuerst in den Sektoren zur Anwendung kommen, in denen die Kosten am geringsten sind. Somit trägt eine sektorübergreifende Quote entscheidend zum Erhalt bezahlbarer Gasversorgung bei und bietet so durch die Sicherung eines nachhaltigen Geschäftsmodells langfristige Perspektiven für die Gasbranche.
- **Anknüpfung an bestehende Nachhaltigkeitssysteme und EU-Vorgaben** – Die sektorübergreifende kumulative GG-Quote ist für Verpflichtete mit vertretbarem Aufwand umsetzbar, da nur der Gesamtabsatz an Gas relevant ist und keine scharfe Abgrenzung

13 Bei einer additiven Quote wird die Quotenerfüllung zu anderen Instrumenten klar abgegrenzt, d. h. Grüngase, welche für die GG-Quote angerechnet werden, dürfen nicht durch andere Instrumente gefördert sein oder gegen andere Verpflichtungen angerechnet werden.

14 Eine Übersteuerung der Quote läge vor, wenn diese – zusammen mit anderen Instrumenten – zu einer gesamten GG-Quote von über 100 Prozent führt.

gegenüber anderen Instrumenten notwendig ist. Mit Blick auf die Anknüpfung an bestehende Nachhaltigkeitssysteme ist die sektorspezifische additive GG-Quote ungeeignet, da ihre Umsetzung aufgrund der Abgrenzung der genutzten Gase zu anderen Instrumenten deutlich komplexer wäre und insbesondere hohe Tracking-Anforderungen mit sich brächte. Bspw. müsste beim Einsatz von Grüngasen im ETS-Sektor nachgewiesen werden, dass diese nicht allein aufgrund der CO_2-Bepreisung in den Markt gebracht wurden. Zudem müsste die Parametrierung sehr granular und präzise sein, um den gewünschten Effekt zu erreichen.

2.2 Allgemeine Ausgestaltungsmerkmale

Im Folgenden begründen wir zentrale allgemeine Ausgestaltungsmerkmale, die den grundlegenden Rahmen für die Konzeption des Quotenvorschlags legen.

- **Die Teilnahme an der Quote ist verpflichtend** – Für die effektive Umsetzung der Quote und das Erreichen der Klimaneutralität des Gassektors ist eine verpflichtete Teilnahme nötig. Eine alternative freiwillige Teilnahme würde hingegen nicht das Erreichen der gesetzten Ziele gewährleisten, der politischen Akzeptanz schaden und so die Wirksamkeit der Quote unterminieren.
- **Inverkehrbringer eignen sich am besten als Quotenverpflichtete** – Das Anknüpfen an die Funktion des „Inverkehrbringers“ aus dem Energiesteuergesetz[15] ermöglicht zum einen eine rechtssichere Definition des Quotenverpflichteten: über die Steuerpflicht ist der Adressat der GG-Quote eindeutig geregelt und eine Doppelbelastung wird verhindert. Zum anderen minimiert das den zusätzlichen bürokratischen Aufwand, da Inverkehrbringer die für die Quotenbestimmung relevanten Informationen (insb. die abgesetzte Gasmenge) bereits für die Steueranmeldung erfassen und melden müssen.
- **Der geographische Geltungsbereich der Quote ist zunächst auf Deutschland beschränkt** – Die Quote leistet so einen wirksamen Beitrag zur Erreichung der in Deutschland gesetzten Klimaziele, indem sie die vollständige Defossilisierung des Gassektors als Ziel verfolgt. Eine spätere Ausweitung des Geltungsraums auf die Europäische Union ist im Rahmen des vorgeschlagenen Modells für die GG-Quote als Option möglich und wäre im Sinne eines europäischen Level-Playing-Fields wünschenswert. Dafür setzen wir mit unserem Vorschlag an den europäischen Nachhaltigkeitskriterien für Grüngase an.
- **Die Quote wird als Treibhausgas-Minderungsquote (bezogen auf den gesamten Gasverbrauch) definiert** – Ein zentrales Ausgestaltungsprinzip der Quote ist ein gesicherter, effektiver Beitrag zum Klimaschutz bzw. zur Defossilisierung des Gassektors. Mit Blick auf dieses Ziel ist die Ausgestaltung als THG-Minderungsquote zielführender als eine rein „energetische Quote“[16], welche anhand der in Verkehr gebrachten (Grüngas-) Mengen definiert wäre. Weiter sollten sämtliche Gasverbräuche inkludiert werden (d. h.

15 §8 EnergieStG allgemein sowie §38 EnergieStG für Erdgas.

16 Eine „energetische Quote“ zielt im Gegensatz zur THG-Minderungsquote auf die in Verkehr gebrachten (energetischen) Mengen an Grüngasen ab und berücksichtigt dabei nicht den Beitrag der genutzten Grüngase zur Defossilisierung.

Erdgas, biologisches und synthetisches Methan, Wasserstoff(-Derivate)), um eine möglichst weite Geltung der Quote und ein Level-Playing-Field verschiedener Energieträger sicherzustellen.

- **Die Handelbarkeit der Quote sollte über Nachweise und Quotenübertrag ermöglicht werden** – Für die effiziente Umsetzung der Quote muss diese handelbar sein. Die Handelbarkeit der Quote ermöglicht es, dass die Erfüllung dort im Gassektor erfolgt, wo sie am kostengünstigsten ist. Dies gilt sowohl mit Blick auf die Beschaffung der Grüngase als auch deren Verwendung. Daraus folgt, dass die Quote, neben der physischen Erfüllung, auch bilanziell (bspw. durch einen Quotenübertrag, wie bei der THG-Minderungsquote für Kraftstoffe oder den Nachweis über „Quoten-Zertifikaten“) erfüllt werden kann.
- **Banking (uneingeschränkt) und Borrowing (eingeschränkt) zulässig** – Banking bedeutet, dass Quotenverpflichte eine Überfüllung ihrer Quote heute in späteren Perioden gegen ihre Ziele anrechnen können. Borrowing ermöglicht die nachträgliche Erfüllung einer Verpflichtung ohne Pönale. Beide Instrumente erhöhen die Effizienz und Stabilität der GG-Quote und sind wichtige Risikomanagementinstrumente für Quotenverpflichtete.

  Ohne Banking und Borrowing können die Preise für die Grüngasquotenerfüllung im Zeitverlauf stark schwanken:

  - Im Falle einer sektorweiten Übererfüllung in einer Periode würden die Quotenpreise ohne Banking stark (ggf. sogar auf null) fallen. Ein gutes Beispiel dafür ist der europäische Emissionshandel (EU ETS). Gegen Ende der 2. Handelsperiode (2008–2012) gab es in Folge der Wirtschaftskrise 2008/09 einen Überschuss an Emissionszertifikaten. Da Unternehmen die überschüssigen Zertifikate nicht in die 3. Handelsperiode (2013–2020) übernehmen konnten, kam es zu einem Überangebot, das die Preise für CO_2-Zertifikate unter 5 €/t CO_2 einbrechen ließ.
  - Umgekehrt können die Quotenpreise stark steigen (bis in die Nähe der Pönale, siehe unten), wenn es marktweit zu einer kurzfristigen (z.B. witterungsbedingten) Knappheiten von Grüngasen kommt. Ein Beispiel hierfür ist die THG-Minderungsquote für Kraftstoffe: Im Jahr 2022 stieg der Preis für THG-Zertifikate zeitweise auf über 400 €/t CO_2 (und lag damit nahe an der Pönale von 600 €/t CO_2).[17] Diese Entwicklung wurde durch eine erhöhte Nachfrage nach CO_2-Zertifikaten infolge der Verschärfung der Quotenziele begünstigt. Das steigende Angebot an Ladestromzertifikaten und der Betrugsskandal um Emissionsreduktionszertifikate (sogenannter „UERs“) aus China führten zu einem starken Preisverfall auf unter 100 €/ t CO_2 im Jahr 2024.[18]

  Banking und Borrowing verstetigen die Preise für die Grüngasquotenerfüllung. Dies senkt das Preisrisiko für die Verpflichteten und schafft einen stabileren Rahmen für

17 https://www.emobility.energy/thg/thg-quote-preisentwicklung.

18 https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/09/NOW-Factsheet_THG-Quotenhandel.pdf

Investitionsrahmen in die Grüngasproduktion, die für die Finanzierbarkeit möglichst stabile Zahlungsströme benötigt.

Dies ist für den Gassektor besonders relevant, da die temperaturabhängige Gasnachfrage zwischen Jahren stark schwanken kann.[19] Zudem weist die Gasnachfrage eine starke Saisonalität auf,[20] sodass die gesamte Gasnachfrage eines Jahres frühestens erst Ende Dezember absehbar (bei nur jährlich gemessenen Standardlastprofilkunden u.U. sogar noch deutlich später, wenn die Verbrauchszähler abgelesen wurden) und somit nicht langfristig planbar ist.

Damit langfristig die Effektivität (mit Blick auf den Beitrag zur Defossilisierung des Gassektors) sowie die Glaubwürdigkeit der GG-Quote gewährleistet werden, sollte das erlaubte Borrowing sowohl in der Menge (bspw. auf 30%) als auch in der Dauer (max. 1 Jahr, d. h. auf die Folgeperiode) begrenzt werden.

- **Hohe Pönale (600 €/tCO_2) schafft starke Anreize zur Quotenerfüllung** – Die Pönale soll sicherstellen, dass die Verpflichteten einen Anreiz haben, die Quote zu erfüllen. Das bedeutet, dass die Pönale höher sein sollte als der Preisaufschlag für Grüngase im Vergleich zu fossilen Gasen. Unser Vorschlag sieht eine relativ hohe Pönale in Höhe von 600 €/tCO_2 vor, angelehnt an die Pönale für die THG-Minderungsquote im Kraftstoffsektor (siehe §37c Abs. 2 BImSchG). Dies entspricht in etwa einem Preisaufschlag für klimaneutrale Grüngase von ca. 120 €/MWh, was deutlich über den aktuell am Markt gehandelten Aufschlägen für Grüngase (wie klimaneutrales Biomethan) liegt.[21]

  Bei Nichterfüllung und Zahlung der Pönale ist keine Nacherfüllungsverpflichtung vorgesehen. Dies soll verhindern, dass Verpflichtete bei physischer Knappheit von Grüngasen nicht zusätzlich durch überschießende Preise unverhältnismäßig belastet werden.

- **Die Grüngasquote wird kumulativ und sektorübergreifend definiert** – Der Vorschlag sieht vor, dass die Quote über Sektoren hinweg definiert wird. Zugleich ist die Quote kumulativ definiert, d.h. die zur Erfüllung der Quotenverpflichtung verwendeten Grüngase dürfen auch durch andere Instrumente gefördert sein (siehe Abschnitt 2.1). Durch diese Ausgestaltung kann die Quote so definiert werden, dass das langfristige Ziel der Klimaneutralität der Gaswirtschaft durch eine Quotenhöhe von 100 % erreicht wird. Gleichzeitig wird durch den kumulativen Ansatz eine Übersteuerung der Quote vermieden, welche bei einer additiven Ausgestaltung der Quote zu einer de facto Quotenerfüllung von über 100 % führen könnte. Zudem reduziert die kumulative Ausgestaltung der Quote im Vergleich zu einer additiven Quote, bei welcher Quotengase

19 So fiel bspw. der deutschlandweite Gasverbrauch von 2021 (1029 TWh) auf 2022 (850 TWh) um rund 17 %, siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2024/start.html.

20 Rund 30% der Gasnachfrage von Haushalten, in denen Gas überwiegend zu Heizzwecken eingesetzt wird, fällt auf die Monate November und Dezember, siehe https://www.smard.de/page/home/topic-article/211814/214592.

21 123 €/MWh = 600 €/tCO_2 * 0,2 tCO_2/MWh. Ende 2024 lag der kurzfristige Preis für klimaneutrales Biomethan bei 120 €/MWh, während der Erdgas im Marktgebiet THE bei rund 40-50 €/MWh lag (Datenquelle: Energate). Der Preisaufschlag für Grüngas lag somit in der Größenordnung von 70-80 €/MWh und damit deutlich unter der Pönale von 123 €/MWh.

nicht anderweitig angerechnet werden dürfen, aufgrund der sonst komplexen Interaktion mit anderen Instrumenten (mit diversen Arbitragemöglichkeiten) die Umsetzungskosten.

2.3 Herkunftsseite

Im Folgenden betrachten wir Ausgestaltungsaspekte, welche die Herkunft der für die Quotenerfüllung genutzten Gase betreffen:

- **Sämtliche erneuerbare und dekarbonisierte Gase (inkl. H2-Derivaten)** für die Erfüllung der Quote zulässig – Ein zentrales Ausgestaltungsprinzip ist es, ein „Level-Playing-Field“ für unterschiedliche klimafreundliche Gase zu gewährleisten, die zur Defossilisierung des Gassektors beitragen können. Dies umfasst, neben erneuerbaren („grünen“) Gasen, auch kohlenstoffarme („low-carbon“) Gase sowie insbesondere auch Wasserstoff-Derivate, darunter synthetisches Methan. Einzige Voraussetzung ist, dass bestehende Nachhaltigkeitskriterien, insbesondere aus der RED III, der Gasbinnenmarktrichtlinie und delegierten Rechtsakten (z. B. für kohlenstoffarme Gase und strombasierte Grüngase („RFNBOs“)), eingehalten werden und dies durch anerkannte Nachhaltigkeitsnachweise dokumentiert wird.

  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.[22] Für dekarbonisierte („blaue“) Gase gelten ebenfalls die Anforderungen aus der EU-Regulierung.[23] Ein breites Spektrum an Erfüllungsoptionen ermöglicht es den Verpflichteten, die Quote zu möglichst geringen Kosten zu erfüllen und damit Gas bezahlbar zu halten. Zudem wird die Erreichbarkeit der Quotenziele verbessert: Quotenverpflichtete können (im Rahmen technischer Restriktionen) auf andere Grüngase ausweichen, wenn die geplante Erfüllungsoption temporär nicht in der erwarteten Menge zur Verfügung steht, bspw. in Folge eines geringen Ertrags an Biomasse.
- **Grüngase sollten unabhängig von ihrem Ursprungsland anerkannt werden** – Eine Begrenzung der Herkunftsländer für Grüngase, welche die Nachhaltigkeitsanforderungen nachweislich erfüllen, ist weder ökonomisch noch mit Blick auf die angestrebte Defossilisierung des Gassektors sinnvoll. Eine Begrenzung des geografischen Ursprungs würde die Kosteneffizienz der Quotenerfüllung reduzieren, da potenziell günstigere Erfüllungsoptionen aus Drittländern so von Vornherein ausgeschlossen würden. Dies gilt insbesondere für Deutschland als Nettoimporteur von Energie und Gasen. Eine regionale Begrenzung auf einheimische Grüngase widerspräche zudem den EU-Binnenmarktregeln und der RED III, die prinzipiell weltweite Importe zulässt, wenn sie die

[22] Für Biogas/Biomethan, das in neuen Anlagen (ab dem 1. Januar 2021) eingesetzt wird, gilt ebenso wie für RFNBOs, dass die THG-Minderung im Vergleich zu fossilen Brennstoffen mindestens 70% beträgt. Für ältere Anlagen hingegen ist eine THG-Minderung von 60% als Mindestwert festgesetzt. Für Biomethan, welches aus Abfallstoffen oder Reststoffen hergestellt wird, gelten laut den Übergangsvorschriften in der RED III spezielle Nachhaltigkeitskriterien.

[23] Siehe Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie die antizipierte Methodik der Berechnung der THG-Minderung von „low-carbon fuels“.

EU-Nachhaltigkeitskriterien erfüllen.[24] Es sind zudem geeignete Maßnahmen zur Betrugsprävention zu ergreifen.

- **Optional**: In der Anfangsphase können **Multiplikatoren** für die Anrechnung von grünem Wasserstoff und dessen Derivate angesetzt werden – Im Einklang mit der technologieoffenen Ausgestaltung sieht unser Vorschlag der GG-Quote keine Subquoten für bestimmte Grüngase vor. Möglich wäre jedoch die optionale Ergänzung von Multiplikatoren für einzelne Technologien, z. B. grünen Wasserstoff und seine Derivate (darunter synthetisches Methan), welche insbesondere in der Anfangsphase genutzt werden können, um Technologien im Markthochlauf einen stärkeren Hebel in der Quotenerfüllung zu verleihen und so die Erfüllung der in den 2030er Jahren stark steigenden Quote vorzubereiten.[25]

  Beispielsweise könnten erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (grüner Wasserstoff und seine Derivate, wie synthetisches Methan) mit dem Faktor 3 auf die THG-Minderungsquote für Kraftstoffe angerechnet werden.[26] Die Geltung solcher Multiplikatoren sollte auf die Anfangsphase beschränkt sein, da sonst langfristig die Klimaneutralität des Gassektors und ein Level-Playing-Field für Grüngase nicht erreicht würden.

2.4 Verwendungsseite

Abschließend betrachten wir Aspekte, welche die Verwendung von Grüngasen betreffen:

- **Beimischung zu fossilen Gasen zulässig** – Für die Erfüllung der Quotenverpflichtung sollte auch eine Beimischung von Grüngasen zu fossilen Gasen möglich sein.[27] Diese Regelung ist ökonomisch sinnvoll, da sie die bestehende Erdgasinfrastruktur nutzt und die Effizienz der Quotenerfüllung steigert. Ein Ausschluss der Beimischung von Grüngasen würde die Erfüllung insbesondere in der Anfangsphase erschweren, da separate Infrastrukturen noch fehlen. Die daraus entstehenden Zusatzkosten würden das Erreichen der Quoten verteuern und die Effizienz senken.

---

24 Derzeit erlauben die EU-Vorgaben den Import von Biomethan über das Gasnetz aus dem als einheitlicher Massenbilanzraum anerkannten EU-Gasnetz. Zukünftig könnte dies auf andere Nachbarländer ausgeweitet werden, wenn ein Kooperationsabkommen zwischen der EU-Kommission und dem betreffenden Land geschlossen wird, in dem das Gasnetz als separater Massenbilanzraum und das Nachhaltigkeitssystem als mit den EU-Rechtsvorschriften übereinstimmend anerkannt werden. Auch Gasnetze, die nicht mit dem EU-Netz verbunden sind, könnten als separates Massenbilanzsystem anerkannt werden, was den Import von Bio-LNG per Schiff ermöglichen würde. Für Drittländer ohne Kooperationsabkommen ist der Import von vor Ort aufbereitetem Bio-LNG möglich.

25 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.

26 Siehe §3 der 37. BImSchV.

27 Bei einer Beimischung müssen technische Grenzwerte berücksichtigt werden. Mit Blick auf Biomethan und synthetisches Methan ist eine Beimischung in das Erdgasnetz voraussichtlich unproblematisch. Für Wasserstoff hingegen ist dies aus technischer Sicht nur mit Einschränkungen möglich.

Die Nachhaltigkeitseigenschaften sowohl für zertifizierte dekarbonisierte als auch erneuerbare Gase in Gasgemischen werden über ein RED-III-kompatibles Massenbilanzierungssystem nachverfolgt (siehe Details unten).

- **ETS 1-Anlagen werden in der Anfangsphase von der Quote ausgenommen** – Das vorgeschlagene Konzept zur Einführung einer GG-Quote sieht für eine Übergangsphase vor, dass ETS 1-Sektoren (Strom-/Wärmeerzeugung und Industrie) von der Quote ausgenommen sind. Eine sofortige Einbeziehung könnte den ETS 1-Sektors überfrachten und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gefährden. Die GG-Quote würde zudem die Stromerzeugungskosten für Gaskraftwerke, die dem ETS 1 unterliegen, erhöhen und könnte damit zu einem Anstieg des Strompreises führen, was die Politik in jüngster Vergangenheit mit Maßnahmen wie der Abschaffung der EEG-Umlage und der Strompreisbremse zu vermeiden versuchte.[28] Die entsprechenden Nachweise, welche Mengen an ETS-1-Sektoren geliefert werden, müssen von den Inverkehrbringern bereitgestellt werden.[29]

  Um die Investitionsanreize zu sichern und die Effizienz der GG-Quote zu gewährleisten, empfehlen wir, einen klaren Auslöser für die Einbeziehung von ETS 1-Anlagen in den Geltungsbereich der Quote festzulegen. Als solchen schlagen wir die den Betrieb der in der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung vorgesehen „H2-ready“ Kraftwerken mit Wasserstoff vor. Angesichts der aktuellen Pläne und unter Annahme der Kraftwerksstrategie scheint 2035 ein realistisches Datum für die Einbeziehung der ETS 1-Anlagen in die GG-Quote. Dies ist jedoch abhängig von den gesetzgeberischen Rahmenbedingungen.

- **Die Quotenverpflichtung kann auch bilanziell erfüllt werden (Massenbilanzierung)** – Eine rein physische Erfüllung, d.h. die Belieferung aller Kunden mit einem bestimmten Grüngasanteil, welcher der Quote entspricht, ist konzeptionell zwar möglich, aber unpraktikabel. Daher sollte die Erfüllung bilanziell erfolgen, d.h. die Quote muss nur im Durchschnitt über alle Gaslieferungen erfüllt sein. Für die Nachverfolgung der Nachhaltigkeitskriterien und der Quotenerfüllung schlagen wir die Massenbilanzierung vor. Hierbei sind die Nachhaltigkeitsnachweise („Proof of Sustainability“, PoS) an das physische Produkt gekoppelt und werden entlang der gesamten Lieferkette weitergeben (d. h. die Nachhaltigkeitsnachweise können nicht, wie etwa Herkunftsnachweise beim Book & Claim System, getrennt gehandelt werden). Grundsätzlich erschwert die Kopplung des Nachweises an das physische Produkt die Handelbarkeit und verringert damit die Kosteneffizienz der Quotenerfüllung.[30] Die Massenbilanzierung orientiert sich

---

28 Das sogenannte Merit-Order-System im Strommarkt bedeutet, dass Kraftwerken basierend auf ihren variablen Stromerzeugungskosten (Grenzkosten) eingesetzt werden: Zuerst werden die Kraftwerke mit den geringen Grenzkosten (z. B. erneuerbare Energien) genutzt, danach teurere wie Kohle- und Gaskraftwerke. Preissetzende Gaskraftwerke kommen häufig zum Einsatz, wenn die Nachfrage hoch ist, da sie im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien höhere Grenzkosten haben; ihr Preis bestimmt dann den Marktpreis für alle eingespeisten Strommengen (einheitlicher Markträumungspreis). Daher können steigende Gasbezugskosten aufgrund der GG-Quotenverpflichtung zu höheren Strompreisen in diesen Marktsituationen führen.

29 Der Aufwand ist aufgrund der begrenzten Anzahl an Abnehmern aus dem ETS-1-Sektor voraussichtlich überschaubar.

30 Durch erschwerte Handelbarkeit fallen zusätzliche Transaktionskosten für den Quotenhandel an und/oder gewisse Kostenoptimierungspotenziale bei der Erfüllung durch Handel werden nicht realisiert.

direkt an den EU-Vorgaben (Art. 30 (1) RED III) und stärkt die Glaubwürdigkeit sowie die Anschlussfähigkeit des Quotensystems.

- **Alle Verbräuche (auch zur stofflichen Nutzung) sowie sämtliche Lieferwege zum Endverbraucher werden für die Quote berücksichtigt** – Aufgrund der Anknüpfung an die Energiesteuer und der daraus hervorgehenden, rechtlich abgesicherten Definition der Inverkehrbringer, werden sämtliche Lieferwege zum Endverbraucher berücksichtigt. Zudem werden alle Gasverbräuche (auch die zur stofflichen Nutzung) für die GG-Quote inkludiert.

  Zwar reduziert die Ausweitung auf alle Lieferwege unter Umständen die Praktikabilität und erhöht die Umsetzungskosten der Quote, doch gleichzeitig würde eine Beschränkung der Quote auf bestimmte Lieferwege, wie leitungsgebundene Gaslieferungen über das Erdgasnetz, einen Anreiz setzen, auf andere Lieferwege auszuweichen, welche nicht der Quote unterliegen. Somit schadet eine Beschränkung der Lieferwege unter Umständen dem Ziel des effektiven Beitrags der Quote zur Defossilisierung des Gassektors.

3 Quotenpfad und -formel

In diesem Kapitel stellen wir den vorgeschlagenen **Quotenpfad (Abschnitt 3.1)** vor und leiten die zur Berechnung der Quotenverpflichtung bzw. -erfüllung genutzten **Formeln (Abschnitt 3.2)** her.

Der von uns vorgeschlagene Quotenpfad sieht einen ambitionierten, aber angesichts der **Grüngaspotenziale (Abschnitt 3.3)** realistischen Hochlauf von Grüngasen bis 2045 vor. Für den Quotenverlauf schlagen wir eine S-Kurve vor, welche eine Balance zwischen effektiven Anreizen, politischer Akzeptanz und realistischen Zielen schafft. Als Startwert setzen wir den heutigen Anteil von Grüngasen am Gasverbrauch an, der Zielwert beträgt im Einklang mit den aktuellen Klimaschutzzielen der Bundesregierung eine Quote von 100% Grüngasen im Jahr 2045.

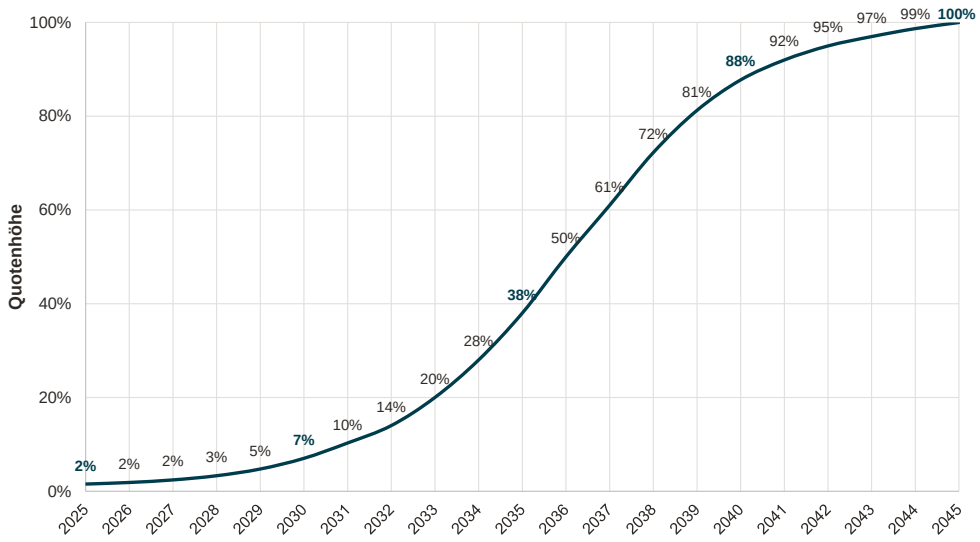
Die GG-Quote verpflichtet die Gaswirtschaft schrittweise dazu, einen wachsenden Anteil der Gasnachfrage durch klimafreundliche Gase zu decken, was Investitionen in Produktion, Infrastruktur und Verbrauchsanpassungen erfordert. Um die damit verbundenen Risiken abzumildern, sind Sicherungsmechanismen wie **regelmäßige Evaluierungen und Force-Majeure-Regeln** vorgesehen, die marktbedingte oder unvorhersehbare Störungen adressieren, ohne die Klimaziele zu gefährden (**Abschnitt 3.4**).

3.1 Quotenpfad

Abbildung 4 stellt den vorgeschlagenen S-kurvigen Quotenpfad dar. Ökonomisch ist die S-Kurve für die Ausgestaltung der GG-Quote sinnvoll, da sie den Fokus des Hochlaufs auf der mittleren Frist (2030-2040) legt. Auf diese Weise werden bereits kurzfristig Anreize gesetzt, um längerfristige Investitionen zu tätigen, ohne aber das Erfüllungsrisiko in der kurzen Frist zu strapazieren, welches zu enormen Erfüllungskosten führen würde. Da die vorgeschlagene GG-Quote Banking uneingeschränkt ermöglicht, können die Verpflichteten zudem bereits kurzfristig mehr Grüngase als für die Quotenerfüllung in Verkehr bringen, um so dem mittelfristig stärkeren Hochlauf zuvorzukommen. Hierdurch werden auch kurzfristige bereits Investitionsanreize in GG-Infrastrukturen ausgelöst.

Gleichzeitig verhindert der S-Kurvenverlauf, dass der Ausbau der Infrastrukturen für Grüngase komplett auf die lange Frist verschoben wird, da ein wesentlicher Teil des Grüngashochlaufs bereits in der mittleren Frist geschehen muss. Neben der Sicherstellung der effektiven Anreize wird somit auch die politische Akzeptanz der Quote gesichert.

Abbildung 4 Vorgeschlagener Quotenpfad



Quelle: Frontier Economics

Dem vorgeschlagenen Quotenpfad liegt zudem ein Abgleich mit den voraussichtlichen Grüngaspotenzialen zugrunde (siehe Abschnitt 3.3). Über diesen Abgleich lässt sich der vorgeschlagene Quotenpfad quantitativ plausibilisieren:

- **Kurzfristig ist das Grüngas-Angebot begrenzt** – Für den kurzfristigen Hochlauf des Angebots an Grüngasen ist insbesondere Biomethan notwendig, ein entscheidender Hebel dafür ist die Umrüstung weiterer Anlagen von Biogas auf Biomethan. Mit Blick auf Wasserstoff sind hingegen in der kurzen Frist nur begrenzte Mengen zu erwarten, welche sich aus einzelnen (kleineren) Projekten, welche bereits in der Planung sind, ergeben. Größere (Infrastruktur-) Projekte, insbesondere zum Import von grünem bzw. blauem Wasserstoff, sind in der kurzen Frist und ohne den Aufbau einer signifikanten Importinfrastruktur jedoch nicht realistisch. Wasserstoff-Derivate, wie synthetisches Methan, können hingegen die bestehende LNG-Import- sowie Erdgas-Verteilungsinfrastruktur nutzen, weshalb ihre Lieferverfügbarkeit nicht von dem Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur abhängig ist.
- **Mittelfristig muss der Ausbau von Produktionskapazitäten und Infrastruktur (insbesondere Transport und Speicherung) für Grüngase deutlich Fahrt aufnehmen, um die Klimaziele langfristig zu erreichen** – Für grünen Wasserstoff ist die Realisierung großer Elektrolyse-Projekte sowie die Schaffung von Import-Kapazitäten essenziell. Ein deutlicher Anstieg der verfügbaren Grüngase ist möglich, wenn der Aufbau und Anschluss an das europäische Wasserstoffnetze gelingen. Verschiedene Projekte,

beispielsweise zum Aufbau von Import-Terminals für grünen Ammoniak in Hamburg bzw. Brunsbüttel[31], zeigen, dass der Infrastrukturausbau mittelfristig an Fahrt aufnehmen wird.

- **Langfristig sollte der Anstieg der Quote aus ökonomischer Sicht abflachen**, da der Ersatz der letzten „hard-to-abate" fossilen Gase (z.B. die stoffliche Nutzung von Erdgas als Kohlenstoffquelle in der chemischen Industrie) ökonomisch voraussichtlich teuer ist. Dies betrifft insbesondere Regionen, welche nicht an das Wasserstoffkernnetz angeschlossen sind bzw. Endanwendungen mit besonders hohen Umrüstungskosten von Erdgas auf Wasserstoff.

3.2 Quotenformel

Die GG-Quote wird als THG-Minderungsquote ausgestaltet (siehe Abschnitt 2.2). Abbildung 5 fasst die für die Quote relevanten Formeln zusammen:

- Die **Verpflichtung der Quotenverpflichteten** (in Tonnen CO_2) leitet sich aus der Quotenhöhe im Jahr t sowie dem Absatz an Gasen, multipliziert mit der CO_2-Intensität für fossiles Erdgas (0,24 tCO_2/MWh, inkl. vorgelagerter Emissionen[32]) ab. Ferner werden die im Vorjahr „geliehenen" CO_2-Einsparungen (Borrowing) auf die Verpflichtung addiert.
- Die von Quotenverpflichteten **eingebrachten Grüngas-Nachweise** (in Tonnen CO_2) ergeben sich aus dem Absatz der für die Quote zulässigen Grüngase und der dazugehörigen CO_2-Einsparung (festgelegt in der RED III bzw. in der Gasbinnenmarktrichtlinie) ggü. dem fossilen Richtwert. Zusätzlich werden die im Vorjahr „zu viel" eingebrachten CO_2-Einsparungen (Banking) sowie per „Quotenhandel" von anderen Verpflichteten erworbenen Mengen auf die Grüngas-Nachweise addiert.
- Aus der Differenz zwischen der Verpflichtung in der Periode t (inkl. etwaigem Borrowing aus der Periode t-1) (1) und den in der Periode t eingebrachten Grüngas-Nachweisen (inkl. etwaigem Banking aus der Periode t-1) (2) ergibt sich die Summe an Banking (wenn Differenz > 0) bzw. Borrowing (wenn Differenz < 0) in der Periode t.

Quotenverpflichtete verfehlen ihre Verpflichtung im Jahr t, wenn die Verpflichtung (bei Berücksichtigung des etwaigen Borrowing bzw. Banking aus der Vorperiode t-1) um mehr als die erlaubten 30% Borrowing verfehlt wird. In dem Fall wird eine Pönale in Höhe der Verfehlung im Jahr t (in tCO_2) * 600 €/tCO_2 fällig (siehe Textbox für ein Rechenbeispiel).

---

31 Siehe: https://www.hafen-hamburg.de/de/presse/news/erstes-terminal-fuer-gruenen-ammoniak-kommt-nach-hamburg/ bzw. https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-03-18-import-von-gruener-energie-rwe-errichtet-ammoniak-terminal-in-brunsbuettel/

32 Siehe Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023, Anhang 1, Abschnitt B (https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R1185#anx_1): der Wert beträgt für Erdgas 66,0 g CO_2/MJ (Heizwert), was 0,2376 t CO_2/MWh (Heizwert) entspricht. Die RED III gibt ebenfalls Referenzwerte an, die jedoch nicht direkt an einen bestimmten fossilen Energieträger (wie Erdgas) anknüpfen, sondern dem Verwendungszweck (Wärmeerzeugung, Verkehrsanwendungen und Stromerzeugung). Das Vorgehen in der RED III ist für die GG-Quote unpraktikabel, da dann die Verwendung für GG-Moleküle getrackt werden müssten, und passt nicht zur Zielsetzung der GG-Quote, die im langfristigen Ersatz fossiler Gase besteht.

Abbildung 5 Berechnung der Quotenverpflichtung sowie -erfüllung

Verpflichtung eines Quotenverpflichteten im Jahr t (i = verwendete Gase, j = zulässige Gase für Quotenerfüllung):

(1) $\text{Verpflichtung}_t \ [\text{t CO}_2] = \text{GG-Quote}_t * \sum_i \left(\text{Absatz}_{i,t}[\text{MWh}] \times \text{CO2}^{\text{ref}}[\text{t CO}_2/\text{MWh}]\right) + \text{borrowing}_{t-1}[\text{t CO}_2]$

Herkunft der GG-Nachweise:

(2) $\text{GG_Nachweise}_t[\text{t CO}_2] = \sum_j \left(\text{Absatz}_{j,t}[\text{MWh}] \times (\text{CO2}^{\text{ref}} - \text{THG-Emissionen}_j)[\text{t CO}_2/\text{MWh}]\right) + \text{banking}_{t-1}\ [\text{t CO}_2]$

Verwendung der GG-Nachweise:

(3) $\text{Verpflichtung}_t - \text{GG_Nachweise}_t[\text{t CO}_2] = \text{banking}_t\ [\text{t CO}_2]\ (\text{wenn} < 0)\ \text{oder}\ \text{borrowing}_t\ [\text{t CO}_2]\ (\text{wenn} > 0)$

Mit:

1. $\sum_i(.)$: Summe aller inverkehrgebrachten Gase
2. $\text{Absatz}_{i,t}$: Inverkehrgebrachte Menge an Gas i in Jahr t [MWh(Heizwert)] (schließt abgesetzte GG mit ein)
3. CO2^{ref}: fossiler Referenzwert von Gas [t CO_2/MWh(Heizwert)]
4. THG-Emissionen_j:Treibhausgasemissionen für GG j (siehe RED III Anhänge V und VI) [t CO_2/MWh]
5. banking_t: gutgeschriebene GG-Nachweise in Jahr t
6. borrowing_t: untererfüllte Menge GG-Nachweise in Jahr t

Quelle: Frontier Economics

3.3 Grüngaspotenziale

Um den Hochlauf der Quote zu plausibilisieren, haben wir die für die Erfüllung der Quotenverpflichtung benötigten Grüngasmengen mit erwarteten GG-Potenzialen abgeglichen, um die GG-Quote einem „Stresstest“ zu unterziehen.

Hierzu ist zunächst die zukünftige gesamte Nachfrage nach Gasen zu berücksichtigen, welche im Nenner der Quote steht und somit die Höhe der zur Erfüllung der Quote benötigten Grüngase beeinflusst. Für unsere Abschätzungen haben wir auf Basis des Netzentwicklungsplans der europäischen Ferngasnetzbetreiber (TYNDP 2024, Szenario Distributed Energy) einen nahezu konstanten Verlauf der Gasnachfrage bis 2045 angenommen. Dies stellt in diesem Sinne eine konservative Annahme dar, da andere Studien, bspw. die BWMK-Langfristszenarien[33], teils deutliche Rückgänge der Gasnachfrage prognostizieren (was zu geringen Mengen an benötigten Grüngasen zur Erfüllung der Quote führt).

33 https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2024/04/05-neue-langfristszenarien-fuer-die-energiewende.html

Rechenbeispiel zur Quotenerfüllung

Bei einer Quote von 20% und einem Gasgesamtabsatz (fossil und erneuerbar) von 10 TWh im Jahr, muss der Quotenverpflichtete eine THG-Minderung in Höhe von 20% * 10.000.000 MWh * 0,2376 tCO_2/MWh = 475.200 tCO_2 nachweisen. Bei einer Reduktion der CO_2-Intensität der eingebrachten Grüngase ggü. der fossilen Benchmark um bspw. 90% bedeutet dies, dass ca. 2,2 TWh Grüngase in Verkehr zu bringen sind, um die Quote zu erfüllen.

Bringt der Quotenverpflichtete jedoch nur 1 TWh Grüngase in Verkehr (bei wiederum angenommener Reduktion der CO_2-Intensität um 90%) führt dies zu einer Untererfüllung der Quote von 261.360 tCO_2 (475.200 tCO_2 – 0,2376 tCO_2/MWh * 1.000.000 MWh * 90%). Nach Abzug des erlaubten Borrowing von 30% (d. h. 30% * 475.200 tCO_2 = 142.560 tCO_2) verbleibt eine Untererfüllung von 118.800 tCO_2, auf welche der Quotenverpflichtete eine Pönale von 600 €/tCO_2 zahlen muss, sodass eine Gesamtzahlung von rund 71 Mio. € resultiert.

Für die Plausibilisierung der benötigten GG-Mengen in einem solchen „Stresstest"-Szenario haben wir für die angebotsseitigen Mengen mit dem TYNDP 2024 Global Ambition Szenario ein optimistisches Szenario gewählt, um die „Potenziale" für Grüngase näherungsweise darzustellen.[34]

Der Vergleich zeigt, dass die Angebotsmengen für Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Methan ausreichen, um die für die Quotenerfüllung (unter den genannten Annahmen) benötigten GG-Mengen zu erfüllen. Beispielsweise sieht die Modellierung des TYNDP 2024 für die Stichjahre 2030 und 2040 angebotsseitig GG-Mengen in Höhe von 164 TWh (2030) bzw. 787 TWh (2040) vor. Dies übersteigt in beiden Stichjahren die bei angenommenem nahezu konstanten zukünftigen Gasbedarf für die Quotenerfüllung benötigten GG-Mengen von 39 TWh (2030) bzw. 766 TWh (2040). Der Vergleich mit den Potenzialmengen aus einer 2022 durchgeführten Studie von Frontier Economics im Auftrag des DVGW[35] bestätigt dies.[36]

---

34 Eine Bottom-Up Modellierung der technischen GG-Potenziale (d. h. auf Basis von Wetter- und Standortprofilen sowie Importkapazitäten) ist für diese Studie nicht erfolgt.

35 Siehe hier: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-1-dvgw-verfuegbarkeit-kostenvergleich-h2.pdf

36 Mit Blick auf die kurze Frist (insbesondere 2030) haben wir die Angebotsmengen aus dem TYNDP 2024 zudem mit denen aus Projektdatenbanken gegengeprüft. Das von der Bundesregierung für 2030 gesetzte 10-GW-Ziel bei einem angenommenem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 69% und 4.000 Volllaststunden zu einer Angebotsmenge von 28 TWh Wasserstoff. Die in 2030 für Biomethan im TYNDP 2024 Global Ambition Szenario ausgewiesenen Mengen sind vergleichsweise konservativ – so schätzt der BDEW, dass bis 2030 in Deutschland jährlich 100 TWh Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden könnten. Zudem unterschätzt das TYNDP-Szenario auch die kurzfristigen Potenziale für synthetisches Methan: laut einer Studie der European Biogas Association (2024) lag die Produktionskapazität in Deutschland bereits 2023 68 GWh/a und könnte bis 2030 weiter steigen auf ca. 100 GWh/a. In Europa dürfte die Produktionskapazität demnach im gleichen Zeitraum von knapp 500 GWh/a auf über 2,5 TWh/a steigen.

3.4 Evaluierungszeitpunkte und Force Majeure-Regelung

Die GG-Quote legt der Gaswirtschaft eine im Zeitverlauf steigende und langfristige Verpflichtung zur Deckung der Gasnachfrage durch klimafreundliche Gase auf, die nur durch eine Ausweitung der Produktionskapazität für Grüngase, einen weitreichenden Um- und Ausbau der Infrastruktur (bspw. H_2-Kernnetz, Wasserstoffspeicher und Importterminals) und Umstellungen auf Seiten der Gasverbraucher (wie eine Umstellung von Industrieprozessen von Erdgas auf Wasserstoff) möglich ist.

Diese weitgehende Transformation des gesamten Gassektors, in Kombination mit hohen, anreizkompatiblen Pönalen bei Zielverfehlung, bedeutet ein hohes Risiko für die Gaswirtschaft: Eine branchenweite Verfehlung der GG-Quote von 1 %-Punkt (z.B. eine Erreichung der GG-Quote von 9 % anstatt der vorgeschriebenen 10 %), würde eine Pönale für die Branche von rund 1,1 Mrd. € bedeuten.[37]

Solche materiellen, langfristigen Risiken der physischen Verfügbarkeit eines Energieträgers (wie Biomethan und grünem Wasserstoff) können nicht bzw. nur bedingt durch die Quotenverpflichteten beeinflusst oder mitigiert werden.[38] Daher müssen in dem Design der GG-Quote Sicherungsmechanismen etabliert werden, die sowohl kurz- als auch langfristige Marktschocks mit entsprechenden Maßnahmen adressieren, ohne jedoch Umgehungstatbestände zu ermöglichen oder die mit der Quote verfolgten Ziele aufzuweichen (Abbildung 6):

- **Regelmäßige Evaluierung** (mind. alle 5 Jahre), ob der zukünftige Quotenpfad angemessen ist und zur Infrastrukturentwicklung und der physischen Verfügbarkeit von Grüngasen passt. In Gesetzen mit Verpflichtungssystemen, wie dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) oder zugehörigen Verordnungen, werden in der Regel vorab Zeitpunkte festgelegt, in denen die gesetzlichen Vorgaben überprüft werden und an denen die Bundesregierung ermächtigt werden kann, Anpassungen vorzunehmen. Dies soll sicherstellen, dass die Maßnahmen mit den Klimazielen und den technologischen Entwicklungen übereinstimmen. Stellt die Bundesregierung beispielsweise fest, dass die strukturellen Voraussetzungen (wie der geplante Aufbau der Importinfrastruktur) nicht zum zukünftigen Quotenverlauf passen, sollte die zukünftige Quote nachjustiert oder zeitweise auf dem aktuellen Niveau eingefroren werden.

- **Force Majeure-Regeln** treten in Kraft, falls es zu unvorhersehbaren, unvermeidbaren Ereignissen kommt, die die aktuelle Quotenerfüllung verhindern. Force Majeure-Regeln

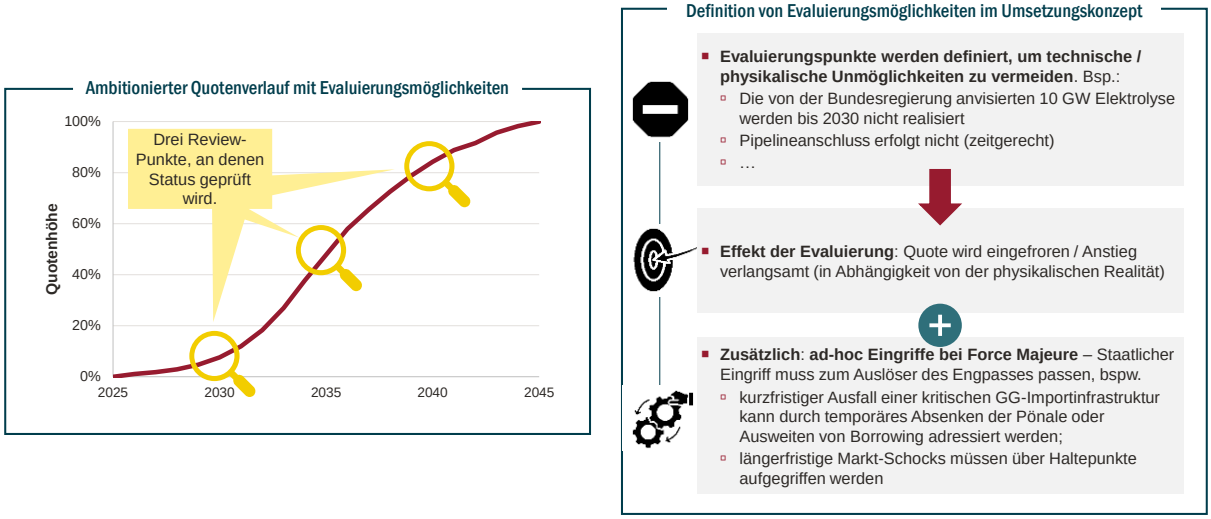
37 Bei einer Gasnachfrage von rund 800 TWh entspricht die 1 %-Punkt-Verfehlung einer fehlenden Grüngasmenge von 8 TWh (= 8 Mio. MWh). Die Pönale von 600 €/tCO_2 entspricht bei einer CO2-Intensitivtät von 0,2376 tCO_2/MWh rund 140 €/MWh. Die Gesamtpönale beträgt somit rund 140 €/MWh * 8 Mio. MWh = 1,12 Mrd. €.

38 Inverkehrbringer können bspw. nicht eine eigene Importinfrastruktur aufbauen (bzw. dürfen dies aufgrund von Entflechtungsvorschriften im Fall regulierter Pipelines nicht). Prinzipiell können Inverkehrbringer sich gegen langfristige Marktrisiken durch Hedging absichern, bspw. durch den Handel von Derivaten wie Futures/Forwards. Dies funktioniert für etablierte Energieträger (wie Strom und Gas), für die langfristige Standardprodukte liquide gehandelt werden. Dies ist jedoch für Grüngase nicht oder nur sehr eingeschränkt der Fall.

greifen nur dann, wenn höhere Gewalt vorliegt, welche die Quotenerfüllung verhindert. Dies könnte bspw. der Ausfall einer kritischen Grüngas-Importinfrastruktur oder ein Krisenfall in einem wichtigen Herkunftsland sein. In diesem Fall könnte durch den Gesetz-/Verordnungsgeber passende Maßnahmen ergriffen werden, wie bspw. ein temporäres Absenken der Pönale oder das Ausweiten des erlaubten Borrowing.

Diese Regeln sind insbesondere deshalb notwendig, da wir in unserem Konzept einen langfristigen und ambitionierten Quotenanstieg vorschlagen, der durch eine hohe Pönale abgesichert ist, um langfristig eine Umstellung auf 100% klimaneutrale Gase sicherzustellen. Hieraus ergeben sich jedoch bei kurzfristigen Disruptionen zusätzliche Risikopositionen für die Inverkehrbringer. Da zusätzliche Risiken immer auch mit Kosten zu deren Absicherung verbunden sind sollen die oben genannten Maßnahmen sicherstellen, dass für die Zielerreichung „unnötige“ Risikokosten möglichst vermieden werden.

Abbildung 6 Definition von Evaluierungszeitpunkten



Quelle: Frontier Economics

4 Umsetzung der Grüngasquote

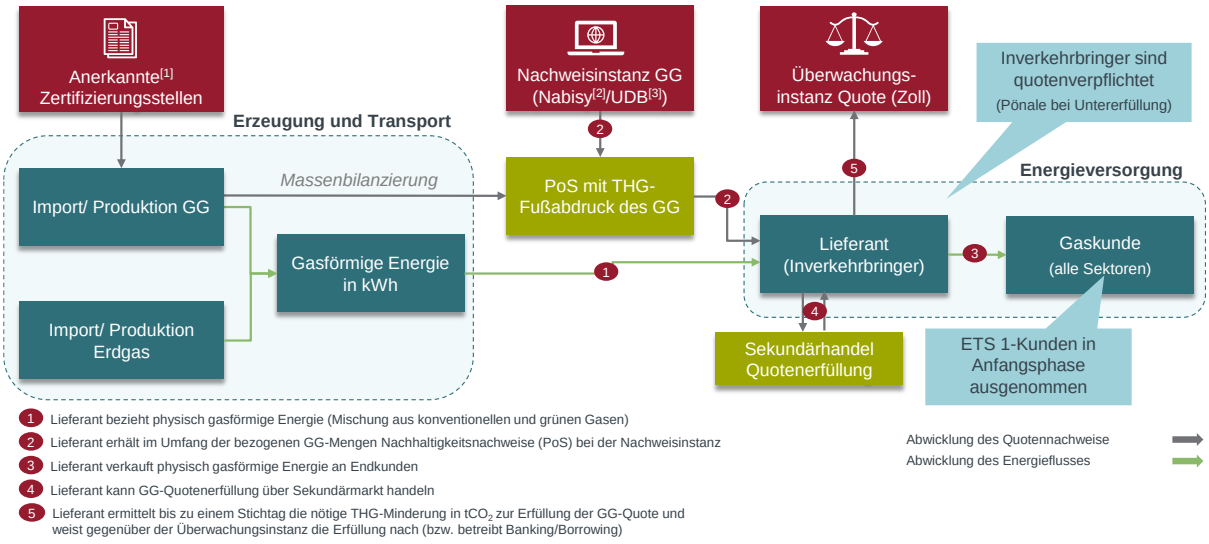
Unser Vorschlag zum **Umsetzungsprozess** (**Abschnitt 4.1)** der GG-Quote verfolgt das Ziel, den zusätzlichen bürokratischen Aufwand zu minimieren, indem möglichst weitgehend bestehende Institutionen und Prüfprozesse genutzt werden. Der Prozess umfasst die Überwachung der Nachhaltigkeitskriterien entlang der gesamten Lieferkette, die Nachverfolgung über etablierte Datenbanken wie Nabisy und den Handel überschüssiger Quoten auf Sekundärmärkten, was die Effizienz und Flexibilität der Quotenumsetzung erhöht.

Der Vorschlag zur GG-Quote sieht mehrere **Implementierungsphasen (Abschnitt 4.2)** vor, um bis zum Jahr 2045 die vollständige Defossilisierung des Gassektors zu erreichen. Nach einer Vorbereitungsphase (2025–2026) folgen eine temporäre Ausnahmephase für ETS 1-Anlagen, die Einführung einer sektorübergreifenden Quote und langfristig eine mögliche Ausweitung der Quote auf EU-Ebene.

4.1 Prozess-Design

Unser Vorschlag zum Umsetzungsprozess (Abbildung 7) zielt darauf ab, dass die GG-Quote mit möglichst geringem zusätzlichen bürokratischen Aufwand verbunden ist und die Quotenerfüllung zuverlässig geprüft wird. Aus diesem Grund stellen wir, soweit möglich, auf bereits etablierte Institutionen und Prüfprozesse ab.

Abbildung 7 Vorgeschlagenes Prozess-Design im Überblick



Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *[1] https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Anerkennung_de.pdf?__blob=publicationFile&v=1, [2] https://nabisy.ble.de/app/start, [3] https://wikis.ec.europa.eu/display/UDBBIS/Union+Database+for+Biofuels+-+Public+wiki.*

- **Schritt 1: Erzeugung, Transport und Verkauf an Lieferant** – Grüngase und fossile Gase werden im Inland produziert oder importiert. Eine anerkannte Zertifizierungsstelle[39] prüft, ob die Hersteller der Grüngase die europäischen und nationalen Nachhaltigkeitskriterien (siehe Abschnitt 2.3) einhalten. Die hergestellten Grüngase werden über verschiedene Lieferwege (wie Pipelines und Tanker) weiter transportiert und ggf. vor der finalen Verwendung zwischengespeichert. Dabei werden die Grüngase bspw. bei der Einspeisung in das Gaspipelinenetz mit fossilen Gasen gemischt („blending").

- **Schritt 2: Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien über Massenbilanzierungssystem** – Entlang der gesamten Lieferkette (Produktion, Speicherung und Transport) wird die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien nachverfolgt. Art. 30 (1) der RED III fordert hierfür ein Massenbilanzierungssystem.[40] Die Nachhaltigkeitsnachweise („Proof of Sustainability", PoS) sind an das physische Produkt gekoppelt und werden entlang der gesamten Lieferkette weitergegeben (d. h. die Nachhaltigkeitsnachweise können nicht, wie etwa Herkunftsnachweise, separat gehandelt werden).

  In Deutschland ist die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) als zentrale Behörde für die Überwachung und Verwaltung von Nachhaltigkeitsnachweisen für flüssige und gasförmige Biomasse zuständig. Die BLE verwaltet die Nabisy-Datenbank[41], in der Nachhaltigkeitsnachweise erstellt, überprüft und umgeschrieben werden. Zudem wurde auf EU-Ebene eine Unionsdatenbank (UDB[42]) eingerichtet, die die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe ermöglicht. Es besteht somit bereits heute eine umfassende Nachverfolgungsinfrastruktur für Grüngase, die für die Umsetzung der GG-Quote genutzt werden kann.[43]

- **Schritt 3: Belieferung von Endkunden und physische Erfüllung der Quote** – Grüne und fossile Gase werden von den quotenverpflichteten Lieferanten[44] in der Regel als

---

39 Liste nach § 42 Biokraft-NachV bzw. BioSt-NachV anerkannter Zertifizierungsstellen: https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Anerkennung_de.pdf?__blob=publicationFile&v=1

40 Die Massenbilanz ist im Wesentlichen eine Datenbank, in der physische Liefermengen über die Zeit hinweg erfasst werden. Jeder Verarbeitungsschritt (bspw. Mischungen oder Entnahme) muss dokumentiert werden. Bei Mischungen müssen Angaben zu den Nachhaltigkeitseigenschaften, den THG-Einsparungen sowie der jeweiligen Liefermenge klar zugeordnet bleiben. Die Summe der Lieferungen, die einem Gemisch entnommen werden, muss den gleichen Nachhaltigkeitseigenschaften und Mengen entsprechen wie die Summe der hinzugefügten Lieferungen. Werden Mengen an einen anderen Wirtschaftsteilnehmer weitergegeben, müssen auch die Informationen zu Nachhaltigkeit und THG-Emissionen mit übertragen werden. Wirtschaftsteilnehmer müssen sicherstellen, dass die Massenbilanz vollständig, transparent und überprüfbar ist. Außerdem müssen die Daten vor unbeabsichtigten Änderungen oder Verlusten geschützt werden. Siehe https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0851.pdf, S. 51.

41 https://nabisy.ble.de/app/start

42 https://wikis.ec.europa.eu/display/UDBBIS/Union+Database+for+Biofuels+%28UDB%29+-+About

43 Für eine reibungslose Abwicklung der Quote ist ein einheitlicher Bilanzierungsrahmen und Datenaustausch erforderlich, siehe https://www.dena.de/biogaspartner/infocenter/workshop-nachweisfuehrung/.

44 Bei Erdgas entsteht die Energiesteuer in der Regel bei den Lieferanten (letzte Handelsstufe) als Inverkehrbringer, siehe BEHG Entwurf vom 05.11.2019 (Drucksache 19/14746).

Mischung an Endkunden verkauft, über die Gasverteilinfrastruktur transportiert und verbraucht. Lieferanten erhalten von den vorgelagerten Produzenten / Händlern die Nachhaltigkeitsnachweise für die von ihnen in Verkehr gebrachten Grüngase. Dies wird in der Nabisy-Datenbank und/oder der UDB hinterlegt.[45]

- **Schritt 4: Sekundärmarkt / Quotenhandel** – Falls ein quotenverpflichteter Lieferant die Quoten nicht selbst vollständig physisch erfüllen kann, besteht die Möglichkeit, diese im Sekundärmarkt auszugleichen. Dies ermöglicht eine effektive und effiziente Umsetzung der Quotenverpflichtung. Unternehmen mit niedrigeren Kosten für THG-Minderungen können Quotenüberschüsse generieren und diese an Unternehmen mit höheren Vermeidungskosten verkaufen, wodurch die Gesamtkosten der Emissionsreduktion gesenkt werden. Analog zu der THG-Minderungsquote im Verkehr ist gesetzlich zu regeln, dass Dritte am Handel teilnehmen können.[46] Die Handelbarkeit sorgt zudem dafür, dass die THG-Minderung der Gaswirtschaft auch dann erreicht werden kann, wenn einzelne Unternehmen ihre Verpflichtungen nicht physisch erfüllen können.

  Für den Sekundärmarkt bestehen zwei mögliche Organisationsformen (entsprechende gesetzliche Regelungen vorausgesetzt):

  - **Bilateraler Quotenübertrag** – Lieferanten können überschüssige Quoten an andere Quotenverpflichtete übertragen. Hierbei wird nur die Erfüllung der Verpflichtung, nicht aber die Verpflichtung selbst, auf einen Dritten übertragen (d. h. bei einem Ausfall des Quotenverkäufers bleibt der Quotenkäufer für die letztendliche Erfüllung verantwortlich). Broker und Aggregatoren können dabei unterstützen, Käufer und Verkäufer zusammenbringen, und somit den Quotenhandel erleichtern. Dies entspricht der Organisation bei der THG-Minderungsquote für Kraftstoffe.[47]

  - **Handelsplattform** – Alternativ zum bilateralen Modell kann der Quotenhandel über multilaterale Handelsplattformen (ähnlich zum CO_2-Zertifikatehandel an der Energiebörse EEX) abgewickelt werden. Hier kommen mehrere Käufer und Verkäufer auf einem zentralen Handelsplatz zusammen und handeln standardisierte Produkte (bspw. 1 Tonne CO_2 Quotenerfüllung im Jahr t, t+1, usw.). Die grundlegenden Unterschiede zum bilateralen Quotenhandel bestehen in der Produktstandardisierung, der Preistransparenz und der Anonymität von Käufer und Verkäufer (da die Plattform die Abwicklung übernimmt).

---

45 Details zur Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen Nabisy und UDB sind noch auszugestalten.

46 Bei der THG-Minderungsquote für Kraftstoff gibt es bspw. extra Verträge für Nicht-Quotenverpflichtete, welche die Teilnahme Dritter an der Quote ermöglichen, siehe: https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Quotenverpflichtung/Erfuellung-Quotenverpflichtung/Erfuellung-Nichterfuellung-Uebertragung-Quotenverpflichtung/erfuellung-nichterfuellung-uebertragung-quotenverpflicht

47 https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Quotenverpflichtung/Erfuellung-Quotenverpflichtung/Erfuellung-Nichterfuellung-Uebertragung-Quotenverpflichtung/erfuellung-nichterfuellung-uebertragung-quotenverpflichtung_node.html

Eine multilaterale Handelsplattform hat wesentliche Vorteile gegenüber dem bilateralen Quotenübertrag: Transaktionskosten werden i. d. R. gesenkt (insbesondere angesichts der hohen Anzahl an Quotenverpflichteten im Gassektor) und eine langfristige Absicherung gegen Preisrisiken wird aufgrund der Produktstandardisierung erleichtert. Zudem ermöglichen Handelsplattformen den Eintritt reiner Händler, was die Liquidität des Quotenhandels steigert. Plattformlösungen setzen jedoch entsprechende regulatorische Anpassungen voraus (ggf. auch eine Entkopplung der zertifizierten Nachhaltigkeit des Grüngases vom physischen Produkt, nachdem die Lieferung nach Deutschland unter Einhaltung der bestehenden Nachhaltigkeitsbestimmungen lückenlos nachgewiesen wurde) und die detaillierte Umsetzung muss noch genauer untersucht werden.

- **Schritt 5: Nachweis und Überprüfung der Quotenerfüllung** – Gaslieferanten (als Inverkehrbringer im Sinne des EnergieStG) müssen als Quotenverpflichtete bis zum 31. Juli des Folgejahres[48] nachweisen, dass sie die gesetzlich festgelegte GG-Quote im vorangegangenen Kalenderjahr erfüllt haben. Dies geschieht durch die Vorlage der Nachhaltigkeitsnachweise und die Berechnung der erzielten THG-Minderungen (in Prozent, bezogen auf die in Verkehr gebrachten Gasmengen). Die Überwachungsinstanz, bspw. der Zoll (bereits für die Abwicklung der THG-Minderungsquote für Kraftstoff zuständig), kontrolliert die Nachweise und prüft, ob alle Anforderungen eingehalten wurden

  Wurde die Quote nicht erfüllt (unter Berücksichtigung von Banking und Borrowing, siehe Abschnitt 3.2) und liegt kein Härtefall vor (siehe Force Majeure-Regel in Abschnitt 3.4), dann wird eine Pönale in Höhe von 600 €/tCO_2 erhoben.

4.2 Implementierungsphasen

Der Vorschlag zur GG-Quote sieht mehrere Implementierungsphasen vor, um das übergeordnete Ziel der vollständigen Defossilisierung des Gassektors bis 2045 durch den Einsatz von Grüngasen zu erreichen (siehe Abbildung 8).

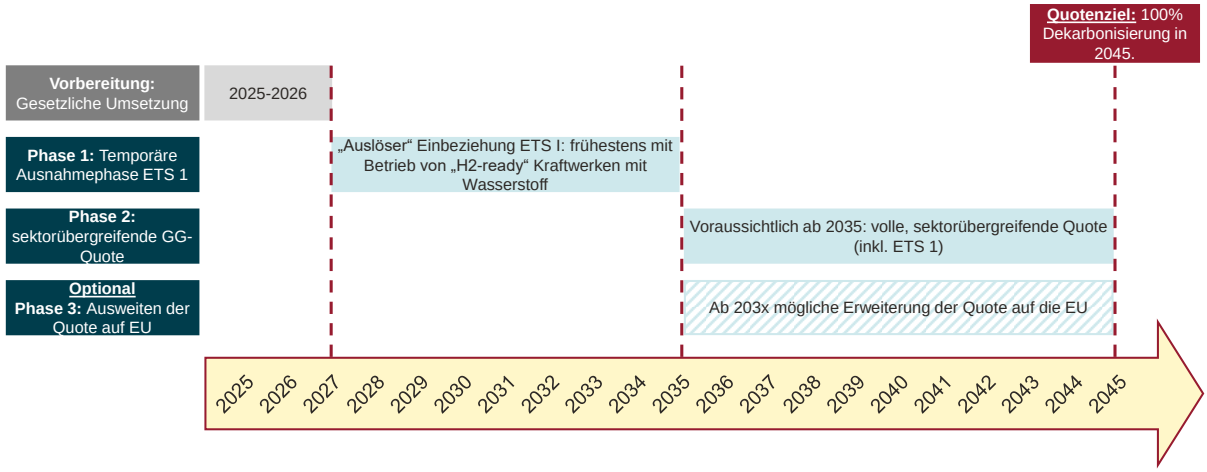
- **Vorbereitung: Gesetzliche Umsetzung (voraussichtlich 2025-2026)** – In der Vorbereitungsphase wird die gesetzliche Grundlage für die Umsetzung der neuen Regelungen geschaffen. Dies umfasst die Ausarbeitung und Verabschiedung der notwendigen Gesetze und Verordnungen, die die Rahmenbedingungen für die folgenden Phasen festlegen. Ziel ist es, bis Ende 2026 alle rechtlichen Voraussetzungen zu erfüllen, um einen reibungslosen Start der GG-Quote im Jahr 2027 zu ermöglichen.
- **Phase 1 (voraussichtlich ab 2027): Temporäre Ausnahmephase ETS 1-Anlagen** – In der ersten Phase wird eine temporäre Ausnahme für ETS 1-Anlagen gewährt. Der Auslöser für die Inkludierung der ETS-1-Anlagen ist der Betrieb von „hydrogen ready“ Kraftwerken mit Wasserstoff. Angesichts der aktuellen Pläne und unter Annahme der

[48] Angelehnt an die Fristen im § 7 BEHG. Zu diesem Stichtag müssen Inverkehrbringer, die dem nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen unterliegen, der zuständigen Behörde (UBA) die Brennstoffemissionen berichten.

Kraftwerksstrategie scheint das Jahr 2035 ein realistisches Datum für die Einbeziehung der ETS 1-Anlagen in die GG-Quote. Der exakte Zeitpunkt ist abhängig von den gesetzgeberischen Rahmenbedingungen.

- **Phase 2: Sektorübergreifende Quote** – In Phase 2 wird eine volle, sektorübergreifende Quote eingeführt, die auch die ETS 1-Anlagen umfasst. Diese Phase markiert den Übergang zu einem umfassenden System, das alle relevanten Sektoren einbezieht.
- **Perspektivisch Phase 3: Ausweiten der Quote auf die EU möglich** – Neben dem Ausweiten der Quote auf sämtliche Sektoren ist mittel- bis langfristig auch eine Ausweitung der Quote die Europäische Union als optionale Erweiterung möglich. Diese Phase ist optional und hängt von den Fortschritten und der Akzeptanz der GG-Quote ab.

Abbildung 8 Implemtierungsphasen der GG-Quote



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Der exakte Zeitpunkt der Einbeziehung der ETS I-Anlagen ist abhängig von den gesetzgeberischen Rahmenbedingungen.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.