

Marktbericht 2024

Servicestelle für Erneuerbare Gase

Wien, Dezember 2024

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autoren: DI Bernhard Wlcek, Christian Furtwängler MSc., Felix Bettin MSc., Dr. Leonardo Barreto-Gomez, Mag. (FH) Rudolf Köstler, DI Lorenz Strimitzer

Österreichische Energieagentur

Wien, Dezember 2024

Hinweis

Die Österreichische Energieagentur hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an service@erneuerbaresgas.at.

Inhalt

1 Executive Summary	4
1.1 Stagnation bei Biomethan, leichter Anstieg bei Wasserstoffproduktion.....	4
1.2 Erneuerbares Gas deutlich teurer als Erdgas	5
1.3 Gesetzliche Grundlage zum Markthochlauf von Biomethan notwendig	6
1.4 Begleitende Maßnahmen für den Markthochlauf sind wichtig	6
2 Einleitung	8
3 Status quo erneuerbare Gase in Österreich	9
3.1 Anlagenbestand und Produktionsmengen	9
3.1.1 Biogas und Biomethan	10
3.1.2 Erneuerbarer Wasserstoff	14
3.1.3 Sonstige erneuerbare Gase.....	16
3.2 Preise und Märkte	18
3.3 Investitions- und Gestehungskosten der erneuerbaren Gasproduktion 2024	24
4 Rahmenbedingungen und Policies	29
5 Europäischer und internationaler Ausblick.....	32
5.1 Dekarbonisierung der EU-Gasmärkte und Förderung von erneuerbarem Wasserstoff	32
5.2 Förderungen für Biomethan in ausgesuchten EU-Ländern	33
5.3 Förderungen für Wasserstoff in ausgesuchten EU-Ländern	39
5.4 Marktausblick international.....	43
6 Handlungsempfehlungen der SEG	45
6.1 Stabile Rahmenbedingungen für den Markthochlauf schaffen (Erneuerbares Gas Gesetz „Neu“).....	45
6.2 Investitionszuschüsse für die Umrüstung und den Neubau von Anlagen forcieren	47
6.3 Marktteilnehmer:innen mit Beratungs- und Informationsangeboten unterstützen	47
Literaturverzeichnis	50
Abbildungsverzeichnis.....	51
Tabellenverzeichnis.....	52
Abkürzungen.....	53

1 Executive Summary

Gasförmige Energieträger sind ein wichtiger Baustein des Energiesystems. Österreich verfügt über ein sehr gut ausgebautes Leitungsnetz und entsprechende Speicher, welche aufgrund ihrer Größe auch im europäischen Kontext große Bedeutung haben. Derzeit basiert die österreichische Gasversorgung nach wie vor zu großen Teilen auf dem Import von fossilem Erdgas. Dessen Nutzung führt zu erheblichen Treibhausgasemissionen. Im Jahr 2023 wurden 76 TWh Erdgas verbraucht.

Fossiles Erdgas kann jedoch durch erneuerbare Gase substituiert werden, welche auch in nennenswertem Ausmaß im Inland erzeugt werden können. Darunter versteht man erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, welches ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird. Durch den Ersatz von fossilem Erdgas mit im Inland erzeugten, erneuerbaren Gasen werden Treibhausgasemissionen gesenkt und heimische Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte ausgelöst. Erneuerbare Gase sind ein wichtiger Baustein im Energiesystem der Zukunft, insbesondere weil es (industrielle) Anwendungen gibt, in denen gasförmige Energieträger auch in Zukunft technisch nicht ersetzbar sind.

1.1 Stagnation bei Biomethan, leichter Anstieg bei Wasserstoffproduktion

Österreich hat gute Voraussetzungen, um vom Ausbau der erneuerbaren Gasproduktion auf unterschiedlichen Ebenen zu profitieren. Die Technik zur Herstellung erneuerbarer Gase ist verfügbar, jedoch stagniert die Produktion auf sehr geringem Niveau. Seit 2020 liegt der Anlagenbestand zur Netzeinspeisung von Biomethan konstant bei 14. Die ins Gasnetz eingespeisten Mengen an Biomethan liegen seit mittlerweile fünf Jahren konstant bei 100–200 GWh pro Jahr. Im Vergleich zum Vorjahr gibt es keinerlei erwähnenswerten Veränderungen des Status quo.

Beim erneuerbaren Wasserstoff ist der Anlagenbestand ebenfalls noch gering und beschränkt sich auf Demonstrationsanlagen. Mit Stand November 2024 waren zehn Elektrolyseanlagen mit in Summe 18,2 MW Anschlussleistung in Betrieb. Dies entspricht einer Steigerung von rund 3 MW verglichen mit dem Vorjahr.

Bei den sonstigen erneuerbaren Gasen kann von einer Anzahl von rund 30 Holzvergaseranlagen ausgegangen werden, wobei keine Einspeisung ins Erdgasnetz erfolgt, sondern mittels Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme erzeugt wird. Erwähnenswert ist der Start des „Advanced Bioenergy Lab“ mit thermochemischen Synthesen zur Erzeugung von Holzgas und Biotreibstoff am Standort Zeltweg im Leistungsbereich von 5 MW. Bis 2030 ist hier eine kommerzielle Anlage mit einer Leistung von 50 MW zur Herstellung von Holzdiesel und erneuerbarer Gase (SNG, Wasserstoff) geplant. Österreichische Forschungseinrichtungen und Unternehmen sind in vielen Bereichen der Produktion, Speicherung, Reinigung und Umwandlung erneuerbarer Gase international führend. Dies betrifft im Bereich Forschung und Entwicklung insbesondere die thermochemische Umwandlung fester biogener Brennstoffe (Vergasung, Pyrolyse) sowie die Speicherung erneuerbarer Gase in ehemaligen Erdgaslagerstätten (Porenspeichern). Die konventionelle Biogasproduktion wurde in Österreich mitentwickelt, es gibt jahrzehntelange Erfahrung und entsprechende Unternehmen, die Anlagen planen, bauen und betreiben können. Im Bereich der Gasreinigung werden in Österreich wichtige Komponenten industriell gefertigt und in die ganze Welt exportiert.

1.2 Erneuerbares Gas deutlich teurer als Erdgas

Auch im Jahr 2024 waren erneuerbare Gase deutlich teurer als fossiles Erdgas. Diese Preisdiskrepanz ist nach wie vor das wesentlichste Hemmnis für einen nennenswerten Markthochlauf. Aktuelle Gestehungskosten von Biomethan bewegen sich im Bereich von 17,7 ct/kWh_{th} (brennwertbezogen). Mit Investitionszuschüssen kann dieser Wert auf 14,6 ct/kWh_{th} gesenkt werden. Im Falle von erneuerbarem Wasserstoff ist aktuell mit Gestehungskosten von rund 34,3 ct/kWh (heizwertbezogen), beziehungsweise 11,45 Euro/kg, zu rechnen.

1.3 Gesetzliche Grundlage zum Markthochlauf von Biomethan notwendig

Nach wie vor ist das Marktumfeld aufgrund fehlender Rahmenbedingungen als herausfordernd einzustufen. Für Wasserstoff ist mit dem Wasserstoffförderungsgesetz ein wichtiger legislativer Baustein geschaffen worden. Im Bereich Biomethan wurde 2024 die Investitionszuschussverordnung zum EAG erlassen, im Bereich Wasserstoff ist diese noch umzusetzen. Um einen wesentlichen Markthochlauf bei erneuerbaren Gasen und insbesondere Biomethan zu initiieren, braucht es jedoch eine Gesetzesgrundlage, welche die Preisdiskrepanz zum fossilen Erdgaspreis langfristig ausgleichen kann, beispielsweise ein Marktprämienmodell im Zuge eines „Erneuerbare-Gase-Gesetzes Neu“. Andere europäische Länder wie Dänemark oder Frankreich zeigen, dass ein Markthochlauf im Bereich Biomethan mit den richtigen Rahmenbedingungen auch in wenigen Jahren möglich ist.

Bei der Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen ist (sowohl für erneuerbaren Wasserstoff als auch für Biomethan und weitere erneuerbare Gase) auf eine bestmögliche Kompatibilität verschiedener Rechtsmaterien und Förderungen zu achten.

1.4 Begleitende Maßnahmen für den Markthochlauf sind wichtig

Zur bestmöglichen Umsetzung von Rechtsmaterien braucht es eine Reihe von Begleitmaßnahmen, etwa bei der Anbindung an die im Aufbau befindliche Union Database (UDB) der Europäischen Union. Abläufe sollten für Marktteilnehmer:innen möglichst einfach und unbürokratisch gestaltet werden. Verschiedene Nachweise für Zielerrechnungen (z. B. nach Erneuerbare Gase Gesetz „Neu“, Emissionshandel, Transformation der Industrie et cetera) sollten klar zuordenbar sein, sodass etwaige Doppelerrechnungen ausgeschlossen werden können. Nationale Systeme sollten validiert und extern überprüft werden können und eine klare Schnittstelle zur nationalen Energiestatistik aufweisen. Damit kann sichergestellt werden, dass die Mengen an erneuerbaren Gasen korrekt und nachvollziehbar in der Energiebilanz dargestellt werden können.

Aufgrund der Komplexität dieser Themen ist die Beratung und Unterstützung von Marktteilnehmer:innen ein essentieller Baustein für den Markthochlauf bei erneuerbaren Gasen. Informationsangebote rund um die Anrechenbarkeit von Mengen, Zertifizierung von erneuerbaren Gasen, Genehmigungsverfahren und zur Handelbarkeit von Mengen und Nachwei-

sen, wie sie die Servicestelle für erneuerbare Gase (SEG) bietet, leisten hier wertvolle Hilfeleistung. Insbesondere die verstärkte Koordination zwischen Angebot (Produzent:innen) und Nachfrage (Abnehmer:innen) im Bereich der erneuerbaren Gase ist ein wichtiges Betätigungsfeld für die SEG. Durch den jungen Markt für erneuerbare Gase mit der einhergehenden Intransparenz ist auch eine konsequente und transparente Marktbeobachtung wichtig, insbesondere um aktuelle Preisstrukturen darstellen zu können und somit den Wirtschaftsteilnehmer:innen zuverlässige Anhaltspunkte für die Planung zu geben.

2 Einleitung

Die Servicestelle für Erneuerbare Gase hat gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) § 65 den „Markt für erneuerbare Gase zu beobachten“ und „einen Marktbericht samt Vorschlägen zur weiteren Entwicklung“ zu erstellen. Der vorliegende Marktbericht der Servicestelle Erneuerbare Gase (SEG) beschreibt den Status quo der Produktion von erneuerbaren Gasen in Österreich mit Stand 2024.

Gemäß dem Österreichischen Gaswirtschaftsgesetz in der geltenden Fassung (GWG idGF.) wird erneuerbares Gas als *„erneuerbarer Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird“* (GWG, §7 (1) 16b.), definiert. Erneuerbarer Wasserstoff ist dabei *„Wasserstoff, der ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird“* (GWG, §7 (1) 16a.).

Der gegenständliche Marktbericht fasst die Ergebnisse der laufenden Marktanalyse hinsichtlich der genannten erneuerbaren Gase, insbesondere Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff, übersichtlich zusammen. Er enthält Informationen über den Anlagenbestand und produzierte Gasmengen, Produktionskosten sowie Rahmenbedingungen und Policies. Außerdem wird ein internationaler Ausblick gegeben und allgemeine Handlungsempfehlungen für einen zukünftigen Markthochlauf abgeleitet.

Weitere Arbeitsergebnisse und Informationen aus der Servicestelle können online auf der Website erneuerbaresgas.at abgerufen werden.

3 Status quo erneuerbare Gase in Österreich

Die erneuerbaren Gase unterscheiden sich hinsichtlich der Anlagentechnik, Technologie- und Marktreife sowie auch in Bezug auf bevorzugte Anwendungsbereiche. Aus diesem Grund wird das folgende Kapitel zum Status quo der erneuerbaren Gase jeweils in Biomethan, erneuerbaren Wasserstoff und sonstige erneuerbare Gase getrennt.

Gemessen am „Technology Readiness Level“ (TRL), einem anerkannten Bewertungssystem der Technologiereife, können aus Sicht der SEG aktuell nur Biogas beziehungsweise Biomethan als „marktreif“ angesehen werden. Die Verarbeitung von organischen Substraten durch anaeroben Abbau und die anschließende Reinigung des dabei entstehenden Rohbiogases auf Erdgasqualität zu Biomethan ist seit Jahrzehnten eine erprobte und bewährte Technik. Die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff kann hingegen über eine Vielzahl von technologischen Pfaden bewerkstelligt werden. Die gängigsten Technologien dabei sind die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM) und die Alkali-Elektrolyse (AEL). Diesen und weiteren Technologien ist gemein, dass sie (noch) nicht in operationeller Umgebung einwandfrei und großtechnisch funktionieren, sodass mit Stand 2024 nicht von einer Marktreife der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff gesprochen werden kann. Ebenso sind weitere Verfahren zur Produktion von erneuerbaren Gasen, z. B. Holzgas mit Netzeinspeisung, noch nicht großtechnisch realisiert. Eine technologische Beschreibung der Herstellungspfade für erneuerbare Gase wird im Marktbericht 2023 der SEG gegeben. Diese ist nach wie vor als aktuell zu bewerten.

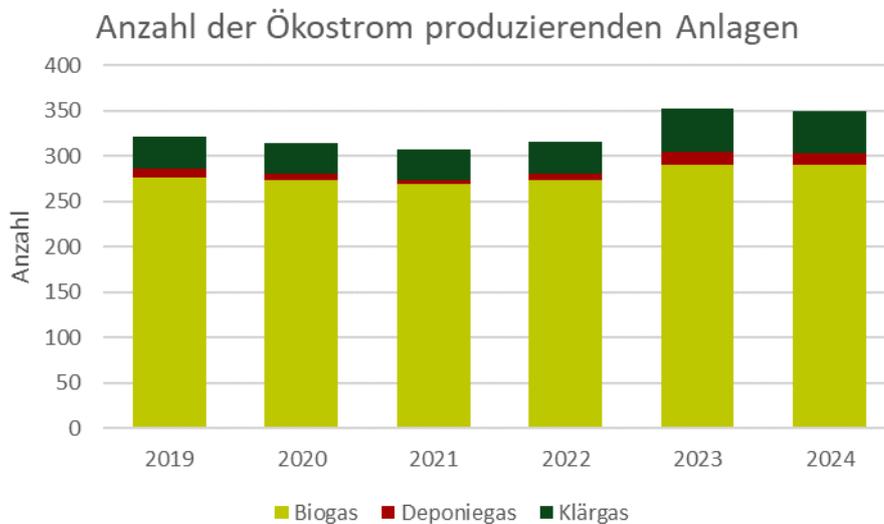
3.1 Anlagenbestand und Produktionsmengen

Im Folgenden wird zwischen Anlagen zur Produktion von Biogas und Biomethan beziehungsweise zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff und sonstigen erneuerbaren Gasen unterschieden.

3.1.1 Biogas und Biomethan

Da sich die staatliche Unterstützung für Biogas viele Jahre lang auf Einspeisetarife zur Ökostromproduktion stützte, wird in Österreich Biogas nach wie vor überwiegend in Blockheizkraftwerken (BHKWs) in Strom und Wärme umgewandelt und nicht in das öffentliche Gasnetz eingespeist. Insgesamt haben in Österreich laut Anlagenregister der E-Control im Jahr 2024 (Stand 11.12.2024) insgesamt 349 Anlagen Ökostrom aus erneuerbaren Gasen ins öffentliche Netz eingespeist (siehe Abbildung 1). Zu beachten ist, dass Anlagen ihren produzierten Strom auch direkt vermarkten können, ohne im Anlagenregister der E-Control aufzuscheinen. In den letzten fünf Jahren (2023–2019) haben 46 Anlagen mindestens in einem Jahr Ökostrom gemäß Anlagenregister produziert, die 2024 keine Produktion ausgewiesen haben. Der gesamte Bestand dürfte demnach rund 395 Biogasanlagen betragen.

Abbildung 1: Anzahl der Anlagen zur Produktion von Ökostrom aus erneuerbaren Gasen gemäß Anlagenregister der E-Control



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der E-Control (Anlagenregister), 2024

Die Verstromung von Biogas ist gemäß EAG idgF. nur unter bestimmten Voraussetzungen möglich, wie die Tabelle 1 zeigt:

Tabelle 1: Fördermöglichkeiten via Marktprämie für Biogasverstromung gemäß EAG idgF.

	Anlagengröße	Entfernung Gasnetz	Förderung Marktprämie Strom
Bestehende Anlage	Bis 250 kW _{el}	Innerhalb 10 km	Ja, bis zum 30. Betriebsjahr
Bestehende Anlage	Bis 250 kW _{el}	Außerhalb 10 km	Ja, bis zum 30. Betriebsjahr
Bestehende Anlage	Größer 250 kW _{el}	Innerhalb 10 km	Ja, für 36 Monate + 24 auf Antrag
Bestehende Anlage	Größer 250 kW _{el}	Außerhalb 10 km	Ja, bis zum 30. Betriebsjahr
Neuanlage	Bis 250 kW _{el}	Innerhalb 10 km	Nein
Neuanlage	Bis 250 kW _{el}	Außerhalb 10 km	Ja
Neuanlage	Größer 250 kW _{el}	Innerhalb 10 km	Nein
Neuanlage	Größer 250 kW _{el}	Außerhalb 10 km	Nein

Quelle: Eigene Darstellung nach EAG, idgF.

Diese Regelungen zielen darauf ab, entsprechende Biogasmengen nicht im Ökostrombereich zu fördern, sondern diese stattdessen als auf Erdgasqualität aufgereinigtes Biomethan in das Gasnetz einzuspeisen. Nicht alle Verstromungsanlagen kommen für die Umrüstung auf Gaseinspeisung infrage; gewisse Voraussetzungen müssen erfüllt sein. Aus betriebswirtschaftlichen Gründen ist beispielsweise eine bestimmte Anlagengröße erforderlich, um Biomethan zu akzeptablen Gestehungskosten produzieren zu können (siehe auch Kapitel 3.3). Je nach Kostenstruktur ist davon auszugehen, dass primär Anlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 500 kW_{el} betriebswirtschaftlich für eine Umrüstung in Frage kommen. Die Verteilung der Größenklassen der bestehenden Verstromungsanlagen verdeutlicht jedoch, dass die Mehrheit der Bestandsanlagen wesentlich kleiner ist (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Auswertung der stromeinspeisenden Biogasanlagen nach Größenklassen gemäß Anlagenregister E-Control 2024

Anlagengröße	< 500 kW el	> 500 kW el
Mittelwert Engpassleistung	164	653
Anzahl der Anlagen je Kategorie	208	82

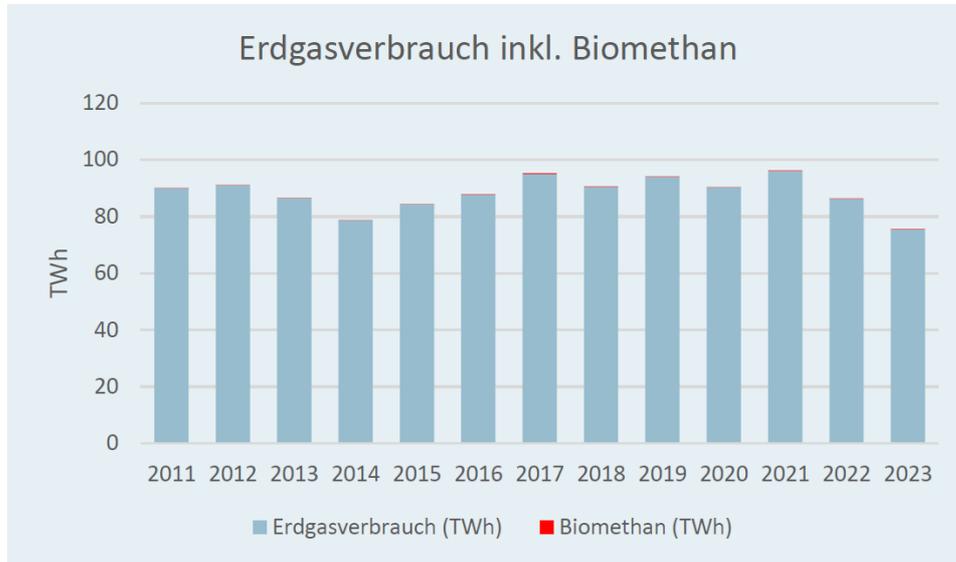
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der E-Control (Anlagenregister), 2024

Der Bestand an Anlagen zur Produktion von Biomethan ist seit 2020 konstant. Das Biomethanregister der Gas Clearing and Settlement AG (AGCS) listet 14 entsprechende Anlagen auf, welche Biomethan ins österreichische Erdgasnetz einspeisen. In der Gasnachweisdatenbank der E-Control sind 13 Anlagen gelistet. Davon hatten fünf Anlagen eine Engpassleistung unter 1 MW_{th}, weitere fünf lagen in der Größenklasse zwischen 1 MW_{th} und 5 MW_{th} und drei über 5 MW_{th}. Zum Vergleich: Setzt man vereinfacht einen elektrischen Wirkungsgrad von 44 % (brennwertbezogen) an, entspricht eine 500 kW_{el} Biogasanlage in etwa 1,14 MW_{th}.

Im Jahr 2023 wurden laut E-Control insgesamt 123 GWh beziehungsweise 0,123 TWh Biomethan in der Gasnachweisdatenbank erfasst. Das EAG idgF. verfolgt das Ziel, den „Anteil von national produziertem erneuerbaren Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen“. Die ins Gasnetz eingespeisten Mengen an Biomethan sind in Österreich seit mittlerweile fünf Jahren weitgehend konstant, mit geringen produktionsbedingten Schwankungen im Bereich von 100 GWh bis 200 GWh pro Jahr. Im Vergleich zum Vorjahr gibt es daher keine erwähnenswerten Veränderungen des Status quo. Gemessen am gesamten, jährlichen Gasverbrauch der letzten zehn Jahre beträgt der Biomethananteil im letzten Jahrzehnt jedes Jahr konstant unter 0,2 %. Die monatliche Biomethaneinspeisung beträgt etwas mehr als 10 GWh (AGCS, 2024).

Deutliche Veränderungen gab es allerdings beim absoluten Verbrauch von Erdgas (inklusive Biomethan), welcher in Abbildung 2 dargestellt ist:

Abbildung 2: Erdgasverbrauch (inklusive Biomethan) in Österreich



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der E-Control und AGCS, 2024

Seit dem Jahr 2021 ist eine deutliche Abnahme des Erdgasverbrauchs in Österreich zu verzeichnen. Dieser sank von rund 96 TWh (2021) auf 76 TWh (2023), was einem Rückgang von mehr als 21 % entspricht. Der Grund dafür waren warme Winter, Einsparungen aufgrund hoher Gaspreise in Folge des Kriegs in der Ukraine, der Umstieg auf alternative Raum- und Prozesswärmequellen (feste Biomasse, Umgebungswärme, Abwärme), ein genereller Rückgang der Produktion in Gewerbe und Industrie, aber auch ein insgesamt deutlicher Rückgang der Gasanschlüsse (Zählpunkte), wie Tabelle 3 verdeutlicht:

Tabelle 3: Auswertung der Zählpunkte und Abgabe an Endkund:innen gemäß Marktstatistik Gas der E-Control, 2024

	2020	2021	2022	2023
Veränderung der Zählpunkte Gas zum Vorjahr [Anzahl]	-8.960	-9.812	-34.845	-36.382
davon Haushalte	82 %	100 %	96 %	91 %
davon Nicht-Haushalte	8 %	0 %	4 %	9 %

	2020	2021	2022	2023
Veränderung Abgabe an Endkund:innen zum Vorjahr [GWh]	-3 635	5 688	-10 162	-10 492

Quelle: Eigene Berechnung nach Daten der E-Control, 2024

Für die Biomethanbranche ist der Rückgang der Gasnachfrage zwar auf den ersten Blick nachteilig. Allerdings ist festzuhalten, dass jene Netzbereiche, in denen Biomethan-Einspeisung stattfindet, wohl langfristig bestehen bleiben werden. Dies gilt insbesondere für Produktionsbetriebe und Industrien, die prozessbedingt keine technologische Alternative zu einem gasförmigen Energieträger haben (hard-to-abate-Sektoren), aber dennoch aus fossiler Energie aussteigen wollen beziehungsweise müssen. Die Biomethanproduktion ist daher als der Garant für die zukünftige Gasleitungsinfrastruktur in Österreich zu sehen, wenn ein substanzieller Markthochlauf gelingt.

3.1.2 Erneuerbarer Wasserstoff

Der Anlagenbestand zur Wasserstoffproduktion in Österreich ist aktuell noch gering und beschränkt sich auf Demonstrationsanlagen. Mit Stand November 2024 sind in Österreich zehn Elektrolyseanlagen mit insgesamt 18,16 MW Anschlussleistung in Betrieb. Das sind um rund 3 MW mehr als vor einem Jahr. Tabelle 4 bietet einen Überblick über die Stand November 2024 existierenden Elektrolyseure in Österreich:

Tabelle 4: Elektrolyseure in Betrieb (Stand November 2024)

Elektrolyseur in Betrieb	Standort	Technologie	Anschlussleistung [MW]
H2Future	Linz, OÖ	PEM	6
DEMO4GRID	Völs, T	AEL	3,2
Wien Energie	Simmering, W	PEM	3
Underground Sun Storage	Gampern, OÖ	PEM	2
H2Pioneer	Villach, Ktn	PEM	2
Renewable Gasfield	Gabersdorf, Stmk	PEM	1
Underground Sun Conversion	Pilsbach, OÖ	AEL	0,5
Fronius SolHub	Herzogenburg, NÖ	PEM	0,3

Elektrolyseur in Betrieb	Standort	Technologie	Anschlussleistung [MW]
HotFlex	Mellach, Stmk.	SOEC	0,15
HySnow / HyFleet	Hinterstoder, OÖ	AEM	0,01

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf HyPA.at, 2024

Die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM) ist weltweit ein gängiger Herstellungspfad, welcher eine Effizienz von bis zu 66 % und ein Technology-Readiness-Level (TRL) von 8 aufweist. Diese Technologie kann gut mit Lastwechsel umgehen und ist somit gut geeignet für die Nutzung von Regelenergie. Als nachteilig sind unter anderem die begrenzte Lebensdauer der Membranen, der hohe Reinheitsbedarf des Wassers und die hohen Kosten für Katalysatoren zu nennen.

Die Alkali-Elektrolyse (AEL) ist die weltweit am weitesten verbreitete Technologie zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff mit einem TRL von 9 und ebenso bis zu 66 % Effizienz. Sie ist kostengünstiger als PEM, hat in der Regel eine längere Lebensdauer und ist in vielen Projekten weltweit erprobt. Allerdings hat sie ein langsames Ansprechverhalten und ist daher wenig für die in der Erzeugung schwankenden erneuerbaren Energiequellen geeignet und hat weiters einen niedrigeren Betriebsdruck als PEM, was zusätzliche Verdichter nötig macht.

Die Solid-Oxide-Electrolysis-Cell (SOEC) hat die höchste Effizienz (bis zu 74 %), es wird jedoch eine Wärmezufuhr (z. B. Abwärmequelle) benötigt. Sie hat hohe Investitionskosten und technisch bedingt große thermische und mechanische Belastungen, was die Lebensdauer der Komponenten verkürzt. SOEC hat derzeit ein TRL von 7.

Der Stand der Technik von etablierten sowie neuartigen Herstellungspfaden für erneuerbaren Wasserstoff wird im Rahmen des [IEA Hydrogen TCP Task 45](#) untersucht, welches von der Österreichischen Energieagentur geleitet wird. Projektergebnisse hierzu sind im Jahr 2025 zu erwarten und werden im nächsten Marktbericht berücksichtigt.

Neben den im Betrieb befindlichen Elektrolyseuren sind einige, teils sehr große Anlagen in Planung beziehungsweise in Bau (siehe Tabelle 5). Diese Projekte summieren sich zu einer Anschlussleistung von 344 MW.

Tabelle 5: Elektrolyseure in Planung beziehungsweise in Bau (Stand November 2024)

Elektrolyseur	Standort	Anschlussleistung [MW]	Geplant	Stand der Umsetzung
UpHy Large	Bruck/Leitha, NÖ	200	Bau Mitte 2025, Inbetriebnahme 2027	Konzept/Planung
LAT-Nitrogen/Verbund	Linz, OÖ	60	Inbetriebnahme 2025	Konzept/Planung
PanHy	Zurndorf, Bgld	60	Inbetriebnahme 2027	Konzept/Planung
UpHy II	Schwechat, NÖ	10	Inbetriebnahme 2025	Letzte Tests vor Inbetriebnahme
Power2X	Kufstein, T	5	Bau 2023, Inbetriebnahme 2025	Konzept/Planung
Plansee	Reutte, T	4	Inbetriebnahme 2024	Bauphase
P2X Jenbach	Jenbach, T	2	Bau 2023, Inbetriebnahme 2025	Bauphase (Gibt schon Bilder von Baustelle)
DeCarB	Arnoldstein, Ktn	2	Inbetriebnahme 2026	Konzept/Planung
HiPoLiq	Graz, Stmk	0,2	Inbetriebnahme/Projektende 2026	Bauphase

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf HyPA.at, 2024

In Folge der zweiten Auktion der EU-Wasserstoffbank sowie durch den nationalen Förderstopf des Wasserstoffförderungsgesetzes (WFöG), aus dem bis zu 400 Millionen Euro im Rahmen des Auction-as-a-Service Verfahrens national vergeben werden (siehe Kapitel 4), kann mit vermehrten, nationalen Projektumsetzungen im größeren Leistungsbereich gerechnet werden.

3.1.3 Sonstige erneuerbare Gase

Abgesehen von Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff ist insbesondere Holzgas als relevanter Energieträger zu erwähnen. Holzvergasung mit anschließender Gasreinigung und

Verwertung in einem BHKW zu Strom und Wärme ist seit Jahren Stand der Technik. Es existiert keine standardisierte Datenerfassung für diese Anlagen, weshalb keine genaue Angabe über die Anzahl und Größen gegeben werden können. Aus Daten der IEA Bioenergy Task 33 (IEA, 2021) und IG Holzkraft (IG-Holzkraft, 2023) kann auf einen Betrieb von rund 30 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von rund 8 MW_{el} geschlossen werden.

Es ist technisch möglich, Holzgas auf Erdgasqualität aufzubereiten und einzuspeisen. Für die Gasversorgung (im Gasnetz) spielt diese Technologie jedoch aktuell keine Rolle. Mit Stand 2024 ist kein Projekt bekannt, bei dem Methan oder Wasserstoff aus Holzvergasung ins Erdgasnetz eingespeist wird.

Im September 2024 erfolgte der Projektstart für das Advanced Bioenergy Lab in Zeltweg (Steiermark). In einem ersten Schritt wird ein 5 MW Reaktor mit nachgeschalteten thermochemischen Synthesen zur Erzeugung von erneuerbaren Gasen und Biotreibstoffen errichtet. Die Gaserzeugung erfolgt in einer Zweibett-Wirbelschichtdampfvergasung mit anschließender Gasreinigung, Methanisierung und Aufbereitung des Synthetic Natural Gas. Zudem ist eine Netzeinspeisung von erneuerbarem Gas geplant. Zur Produktion von Dieselkraftstoffsubstitut wird eine Fischer-Tropsch-Synthese nachgeschaltet. Damit werden die technologischen Grundlagen für die erste kommerzielle Anlage zur Gas- und Treibstoffproduktion im Maßstab >50 MW auf Basis land- und forstwirtschaftlicher Reststoffe bis 2030 gelegt. Projekte wie dieses zeigen eindrucksvoll, dass österreichische Forschungseinrichtungen international zu den führenden in der Bioenergieforschung zählen, insbesondere bei der thermochemischen Umwandlung von fester Biomasse. Zudem sind in Österreich aktuell neun Unternehmen als Hersteller beziehungsweise im Anlagenbau von Holzgas-Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen aktiv. Weitere Informationen hierzu finden sich zum Beispiel auf der Website des [Österreichischen Biomasseverbands](https://www.oesterreichischerbiomasseverband.at) beziehungsweise auf erneuerbaresgas.at.

Ein weiteres wichtiges Gas ist Ammoniak (NH₃), Ammoniak (NH₃) ist ein weiteres Gas, das einen wichtigen Grundstoff für die Produktion von Stickstoffverbindungen, beispielsweise für die Düngemittelindustrie darstellt. Ammoniak wird überwiegend mittels Haber-Bosch-Verfahren produziert, bei dem Stickstoff mit Wasserstoff in einer katalytischen Reaktion reduziert wird. Der hierfür benötigte Wasserstoff wird jedoch überwiegend aus Dampfreformation von fossilem Erdgas hergestellt. Zukünftig könnte hierfür vermehrt erneuerbarer Wasserstoff eingesetzt werden. So erzeugtes „grünes Ammoniak“ könnte ein wichtiger Speicher für Wasserstoff als Energieträger werden, als Grundchemikalie in der Düngemittel-

telproduktion eingesetzt werden beziehungsweise als Brennstoff dienen. Ein weiteres erneuerbares Gas, welches im Energiesystem der Zukunft eine Rolle spielen könnte, ist synthetisches Methan. Dieses wird bei der sogenannten Methanisierung hergestellt, bei der (erneuerbarer) Wasserstoff und CO₂ unter hohem Druck und Temperatur zu Methan und Wasser reagieren. Das CO₂ kann dabei aus unterschiedlichen biogenen oder industriellen Quellen stammen. Die Methanisierung wird bei einigen Anlagenstandorten im Rahmen von Pilotprojekten erprobt. Sowohl die Produktion von grünem Ammoniak und synthetischem Methan sind in Österreich noch nicht marktreif.

3.2 Preise und Märkte

Grundsätzlich erfolgt die Preisbildung für viele Güter – insbesondere für gleichförmige Güter wie Commodities (Erdöl, Erdgas, Stahl ...) – entlang der (kurzfristigen) Angebotskurve. Dies bedeutet, dass sich das ökonomische Marktgleichgewicht dort einstellt, wo sich der teuerste notwendige Produzent befindet, der noch zur Bedienung der Nachfrage notwendig ist. Dabei sind die jeweiligen Grenzkosten (das heißt Kosten für eine zusätzliche MWh) entscheidend, da diese bestimmen, ob eine Produzent:in bereit ist, in diesen Markt zu liefern.

Dieses Marktgleichgewicht setzt allerdings voraus, dass die Märkte hinreichend entwickelt sind beziehungsweise dass es ein gewisses Maß an Liquidität, das heißt ausreichend Käufer:innen und Verkäufer:innen, gibt. Beim Markt für erneuerbare Gase handelt es sich hingegen, ökonomisch betrachtet, um relativ neue Produkte.

Deswegen wird im nachfolgenden Abschnitt dargestellt, welche Märkte für erneuerbare Gase bereits im Entstehen sind. Ein wesentliches Instrument von transparenten Märkten sind Indizes, an welchen sich die Wirtschaftsteilnehmer:innen orientieren können. Im Weiteren wird daher ein spezieller Fokus auf Wasserstoff-Indizes gelegt und herausgearbeitet, welche dieser Indizes heute schon in europäischen Märkten existieren und inwiefern diese auf Österreich übertragbar sind.

Aktuell gibt es keine beziehungsweise sehr eingeschränkte Handelsmöglichkeiten von Biomethan und Wasserstoff über Handelsplätze. Die Möglichkeiten des Handels für erneuerbare Gase haben sich im Vergleich zu 2023 nicht verändert. Bei Wasserstoff gibt es erste Preisindizes, die in der Regel täglich oder wöchentlich von Handelsplätzen veröffentlicht werden. Bei Biomethan listen Preisreporter wie Argus und S&P Global Preise für Herkunfts-

nachweise in Europa oder in einzelnen Ländern. Diese Informationen beruhen auf Einschätzungen von Händler:innen, Produzent:innen und Abnehmer:innen und müssen erworben werden. Am CEGH (Central European Gas Hub) gibt es eine erste Handelsplattform (CEGH GreenGas Platform) in Form eines Bulletin Board, welches das Matching von Angeboten von Biomethan und HKN erlauben soll¹. Hier wurden seit Dezember 2023 circa 30 Kauf- und Verkaufangebote für verschiedene Biomethan-Herkunftsnachweise gestellt.

Für erneuerbaren Wasserstoff findet momentan noch kein börsenbasierter Handel statt, wodurch Preisindizes auf der Basis von Gestehungskosten die beste Orientierung für den Preis einer vermarkteten Einheit liefern. Es existieren verschiedene Ansätze, um diese Werte zu berechnen. Hier lassen sich zunächst Ansätze auf Basis von Vollkosten von solchen auf Basis von Betriebskosten (das heißt exklusive der Investitions- und Kapitalkosten) unterscheiden. Bei rein betriebskostenbasierten Ansätzen sind insbesondere Kostenannahmen für Betrieb und Wartung, die Art und Effizienz der Elektrolyse sowie Kosten für Wasser zu berücksichtigen. Der wichtigste Teil dieser Kosten bezieht sich jedoch auf die Kosten des für die Elektrolyse eingesetzten Stroms. Hier können grundsätzlich verschiedene Beschaffungsstrategien unterstellt werden:

- Beschaffung im kurzfristigen Großhandel
- (Absicherung der) Beschaffung über Langfristverträge, über den Großhandel (Forwards)
- Beschaffung von Strom aus einer erneuerbaren Erzeugungsanlage über Langfristverträge direkt mit Stromproduzent:innen, bei Bezug über das öffentliche Stromnetz (Power Purchase Agreement, PPA)
- Beschaffung von Strom aus einer erneuerbaren Erzeugungsanlage über eine Direktleitung. Auch diese Ansätze werden in der Praxis häufig als PPA-basiert beschrieben, wobei jedoch „Direktstrombezug“ die treffendere Bezeichnung ist, da keine Lieferung über das öffentliche Stromnetz erfolgt.

In den drei erstgenannten Fällen ist für eine Zertifizierung des bezogenen Stroms als erneuerbarer Strom außerdem ein Herkunftsnachweis zu erwerben, der entsprechend in die Kosten eingerechnet werden muss. Die Einrechnung von Netzgebühren auf bezogenen Strom unterscheidet sich je nach geltender Gesetzeslage von Land zu Land.

¹ gashub.at/greengas/overview.xhtml, zuletzt geöffnet am 11.12.2024

Neben den Annahmen zu Betriebskosten sind bei Indizes, die ebenfalls Kapitalkosten berücksichtigen, die Finanzierungsbedingungen (unter anderem Zinssätze und Lebensdauern) sowie die initialen Investitionskosten entscheidend. Diese hängen insbesondere von der unterstellten Elektrolysetechnologie ab.

Strom zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff im Sinne der Delegated Regulation (EU) 2023/1184, die die Erneuerbaren-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) (Kommission, 2023) ergänzt, muss verschiedene Kriterien erfüllen, um als erneuerbar zu gelten.

Im Falle des Netzbezugs des genutzten Stroms, kann die Anrechnung kann zu 100% erneuerbar erfolgen, wenn ein (oder mehrere) PPA über die gesamte verwendete Strommenge vorliegt und strikte Erzeugungskriterien erfüllt werden (Additionalität, zeitliche Korrelation, geographische Korrelation). Eine Ausnahme für die Kriterien im Falle des Netzbezugs des genutzten Stroms besteht, wenn der Jahresanteil erneuerbaren Stroms über 90% beträgt, wobei Import- und Exportmengen sowie die Erzeugung aus gepumptem Wasser in Pumpspeichern nicht anrechenbar sind. Bis einschließlich 2023 wurde diese Voraussetzung in Österreich noch nicht erfüllt (Entso-E, 2024)

Tabelle 6 zeigt die für Österreich relevanten Indizes, die im Bereich Wasserstoff verfügbar sind. Dabei bietet der CEGH die einzigen frei erhältlichen Indizes, die sich explizit auf das Marktgebiet Österreich beziehen. Hierbei werden Differenzierungen hinsichtlich der unterstellten Beschaffungsstrategien vorgenommen, wobei der CEGH Green Hydrogen Index erneuerbaren Wasserstoff im Sinne der oben genannten Kriterien gemäß der RED II beschreibt.

Tabelle 6: Überblick über aktuell unentgeltlich verfügbare Preisindizes für Wasserstoff

Institu- tion(en)	Preisindizes	Handels- platz?	Region	Berücksichtigte Pro- dukte	Volllast- stunden	Update- häufigkeit	Berücksichti- gung CAPEX	Berücksich- tigung OPEX	Compliant mit Delegated Act, RED II
CEGH (Green- gas Platform)	<u>CEGH Green Hydrogen Spot Index</u>	Ja	Österreich	Strom: Spotpreise Herkunftsnachweise er- neuerbarer (EE)-Strom: eigene Annahmen	6.000	Täglich	ja	Ja	Nein
CEGH (Green- gas Platform)	<u>CEGH Green Hydrogen Forward In- dex</u>	Ja	Österreich	Strom: Forwards mit un- terschiedlicher Maturity Herkunftsnachweise EE- Strom: eigene Annah- men	6.000	Täglich	ja	Ja	Nein
CEGH (Green- gas Platform)	<u>CEGH Green Hydrogen In- dex</u>	Ja	Österreich	Strom: 10-Jahres PPA für Wind und PV Keine Herkunftsnach- weise notwendig	4.000	Täglich	ja	Ja	Ja
CEGH (Green- gas Platform)	<u>CEGH Green Hydrogen PPA 40 Index</u>	Ja	Österreich	Strom: Mischprodukt aus 10-Jahres PPA und Spot- preisen	6.000	Täglich	ja	ja	Nein
EEX	<u>Hydrix</u>	Ja	Deutschland	H ₂ : Eingemeldete Preise für Angebot und Nach- frage für Wasserstoff (aus bilateralen Verträ- gen) der Vorwoche	Unbekannt	Wöchent- lich	Unbekannt	Unbekannt	Nicht feststell- bar

Institution(en)	Preisindizes	Handelsplatz?	Region	Berücksichtigte Produkte	Volllaststunden	Updatehäufigkeit	Berücksichtigung CAPEX	Berücksichtigung OPEX	Compliant mit Delegated Act, RED II
HyXchange	<u>HYCLICX</u>	ja	Niederlande	Strom: Spotpreise Herkunftsnachweise EE- Strom: vierteljährliches Update	50 % pro Monat (in der Regel 4.380 pro Jahr)	Monatliche Veröffentlichung in Tagesauflösung	Nein	Ja	Nein
Energate & E-Bridge	<u>Hydex</u>	Nein	Deutschland	Strom: Nur Spotpreise Herkunftsnachweise EE- Strom: Wind	8.760	Täglich	Nein	Ja	Nein
Energate & E-Bridge	<u>HydexPLUS</u>	Nein	Deutschland	Strom: Nur Spotpreise Herkunftsnachweise EE- Strom: Wind	4.380	Täglich	Ja	Ja	Nein

Der einzige Index, der nicht auf Basis von Kostenberechnungen, sondern auf Basis tatsächlicher Handelsgebote berechnet wird, ist mit Stand heute der Hydrix der European Energy Exchange (EEX), der jedoch nur für das Marktgebiet Deutschland gilt und auf wöchentlichen dezentralen Datenmeldungen von handelnden Unternehmen aus Over-the-counter- (OTC)-Geschäften beruht. Entsprechend war die Entwicklung dieses Index bislang von einer hohen Volatilität gezeichnet.

Hinzu kommen Preisindizes kommerzieller, internationaler Anbieter wie Platts oder Argus, die diese Dienstleistungen für verschiedene Staaten in Europa, allerdings in der Regel exklusive Österreich, anbieten. Diese richten sich im Allgemeinen in der Tendenz an industrielle Kund:innen. Für Einzelbetrachtungen interessant ist außerdem der Levelised Cost of Hydrogen Calculator, der durch das European Hydrogen Observatory als Online-Rechner² zur Verfügung gestellt wird. Hier sind entsprechende Stromkostenannahmen durch Nutzer:innen selbst vorzunehmen – bei einem regelmäßigen Update der Annahmen können diese mit Hilfe solcher Tools eigenhändig Preisentwicklungen aufgrund eigener Projekte nachvollziehen.

Weitere interessante Indizes für das österreichische Marktgebiet sind trotz der bereits vorhandenen Indizes denkbar. So könnten in engerer Übereinstimmung mit den Regeln der Delegated Regulation (EU) 2023/1184 die Bezugskosten für Strom auf der Basis von erneuerbaren Stromgestehungskosten (anstelle eines PPA) definiert werden und somit die Kosten einer dezentralen Eigenversorgung abbilden.

Bei einer künftigen Überschreitung der 90-Prozent-Grenze erneuerbarer Stromerzeugung wäre die Weiterentwicklung bestehender Ansätze bei Strombezug aus dem öffentlichen Netz denkbar. So könnten beispielsweise auch Ansätze zur Identifikation der günstigsten aufeinanderfolgenden Preisstunden, wie sie beispielsweise im HydexPLUS verwendet werden, mit Bezug auf den österreichischen Markt entwickelt werden. Die günstigsten aufeinanderfolgenden Preisstunden sind hierbei insbesondere aufgrund Einschränkungen hinsichtlich der Rampingfähigkeiten (flexible Anpassung an wechselnde Stromverfügbarkeiten und Lastanforderungen) und den Kosten eines häufigen An- und Ausschaltens von Elektrolyseanlagen von Bedeutung. Dadurch lässt sich im Vergleich zu einem 24/7-Betrieb eine Verbesserung erzielen, ohne dabei prohibitive zusätzliche Kosten zu verursachen.

² observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator, zuletzt aufgerufen am 11.12.2024

Auch die Bereitstellung reiner betriebskostenbasierter Indizes wie im Falle des HYCLICX beziehungsweise des ursprünglichen Hydex wäre eine sinnvolle Ergänzung, um kurzfristige Einsatzkosten von dann bestehenden Anlagen besser ablesen zu können.

3.3 Investitions- und Gestehungskosten der erneuerbaren Gasproduktion 2024

Erneuerbare Gase befinden sich nach wie vor in einer frühen Marktphase. Dies bedeutet, dass die Handelsaktivitäten beschränkt sind und die Liquidität somit gering ist. Der Handel von erneuerbaren Gasen findet vor allem außerbörslich, ohne standardisierte Produkte statt. Zwischen Käufer:innen und Verkäufer:innen bestehen direkte Beziehungen. Die Preisbildung erfolgt z. B. über langfristige Verträge, die Märkte sind in der Regel lokal begrenzt. Mittelfristig könnte sich dies aufgrund der Union Database (UDB) ändern. Die UDB basiert auf dem Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ und Artikel 28 (2) und (4) der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Sie ist eine von der Europäischen Kommission initiierte zentrale Datenbank zur Rückverfolgbarkeit von nachhaltigen Kraftstoffen und auch von erneuerbaren Gasen. Ziel der UDB ist es, die Herkunft und Nachhaltigkeit von erneuerbarem Gas lückenlos nachzuverfolgen und so den Markt für erneuerbare Energieträger transparenter und vertrauenswürdiger zu gestalten. Damit sollen Doppelzahlungen vermieden und die Einhaltung der Vorgaben der RED II und RED III durch dokumentierte Nachweise gesichert werden. Zudem soll der Handel für Nachweise standardisiert und vereinfacht werden und somit auch die Investition in erneuerbare Gase unterstützt werden. Die Daten werden durch verschiedene Akteure wie Produzenten, Händler, Importeure, Verbraucher und Zertifizierungsstellen in die Datenbank eingetragen. Diese Informationen werden in einem standardisierten Format erfasst, um Transparenz und Konsistenz zu gewährleisten. Zugriff auf die Union Database haben autorisierte Benutzer, die von den nationalen Behörden, Zertifizierungsstellen oder der Europäischen Kommission bestimmt werden. Diese Benutzer können auf die Daten zugreifen, um die Einhaltung der europäischen Vorschriften zu überprüfen, die Nachhaltigkeit zu überwachen und mögliche Unregelmäßigkeiten oder Betrugsversuche zu verhindern. Das System dient nicht nur der Überwachung, sondern auch der Förderung des Vertrauens und der Transparenz im Markt. Im Jahr 2024 war die UDB allerdings noch nicht vollumfänglich für erneuerbare Gase nutzbar. Offene Fragen, die in der Praxis noch final geklärt werden müssen, umfassen die Interoperabilität mit bestehenden (nationalen) Systemen, das Datenmanagement und den Datenzugriff sowie die Zertifizierung und Anerkennung von Herkunftsnachweisen. Wenn die UDB vollumfänglich umgesetzt

ist und funktioniert, könnte sie jedoch eine zentrale Rolle für den europäischen Markt für erneuerbare Gase spielen.

Da die Märkte regional begrenzt sind und keine Daten über gehandelte Volumina an Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff öffentlich einsehbar sind, kann in diesem Marktbericht keine ausführliche Auswertung historischer Marktergebnisse erfolgen. Sehr wohl können jedoch Investitionskosten und Gestehungskosten zur Produktion erneuerbarer Gase zu heutigen Bedingungen bestimmt werden. Gestehungskosten sind keine repräsentativen Marktpreise, sondern die untere Grenze der Preise, die Anlagenbetreiber:innen langfristig erzielen müssen, weil kein:e Produzent:in seine Güter dauerhaft unter den Produktionskosten anbieten kann. Dabei ist jedoch zu beachten, dass in einem Markt mit größerem Wettbewerb eine Senkung der angebotenen Preise auf das Grenzpreisniveau zu erwarten ist, während in einem nicht kompetitiven Markt signifikante Preisaufläge wahrscheinlich sind. Das heißt, dass die tatsächlichen Preise grundsätzlich in beide Richtungen von den bestimmten Gestehungskosten abweichen können.

Die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA) wurde vom BMK beauftragt, gutachterliche Empfehlungen beziehungsweise Vorschläge für die Festlegung von höchstzulässigen Fördersätzen im Zusammenhang mit künftigen Investitionsförderungen für die Produktion von erneuerbaren Gasen im Rahmen des EAG für das Jahr 2025, zu verfassen (AEA, 2024). Da das Gutachten mit Stand Dezember 2024 die aktuelle verfügbare Datengrundlage ist, stützt sich der Marktbericht auf dessen Ergebnisse.

Im Rahmen des Gutachtens wurden die Investitionskosten für Biomethan auf Basis einer Primärerhebung bei Projektentwickler:innen und Anlagenbauer:innen ermittelt. Sowohl für die Neuerrichtung als auch die Umrüstung von Biomethananlagen wurden für die wesentlichsten Komponenten (Engineering, Bau- und Metallarbeiten, Substratlagerung, -vorbehandlung und Beschickung, Fermenter und Gärrestlager inklusive Pumpen und Separation, Speicher, Biomethan-Aufreinigungsanlage sowie Mess- und Regeltechnik) aktuelle Primärdaten erhoben. Dabei konnten valide Richtpreise für die Gesamtinvestitionen bestimmt werden (Tabelle 7):

Tabelle 7: Investitionskosten (2024) für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff

Technologie	Investitionskosten 2024
Neuerrichtung Biomethananlage	4.069 EUR / kW _{th} (brennwertbezogen)
Umrüstung von Verstromung auf Biomethan-Netzeinspeisung	853 EUR / kW _{th} (brennwertbezogen)
Wasserstoffproduktion PEM-Elektrolyse	3.000 EUR / kW _{el}
Wasserstoffproduktion AEL-Elektrolyse	3.200 EUR / kW _{el}

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AEA, 2024

Diese Werte decken sich gut mit aktuellen Daten aus internationalen Studien: Die „Biomethane Industrial Partnership“, eine durch die EU ins Leben gerufene Fachgruppe aus Politik und Wirtschaft zur Koordination des Biomethan-Ausbaus, publizierte 2023 eine Abschätzung von Investitionskosten von 4.500 Euro/kW_{th} für öffentliche Anlagen und bis zu 3.000 Euro/kW_{th} für nicht-öffentliche Anlagen (BIP, 2023). Im Vergleich dazu scheint das für Österreich erhobene Investitionskosteniveau valide.

Bei den untersuchten Technologien konnten jedoch keine Skalierungseffekte aufgrund der Anlagengröße festgestellt werden. Dies ist einerseits auf die geringe Datendichte und andererseits auf den im internationalen Vergleich noch relativ geringen Leistungsbereich zurückzuführen.

Für die Berechnung der Gestehungskosten wurden die Levelized Costs of Energy (LCOE) für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff in Euro pro MWh bestimmt. Methodisch wurden die Kosten der Gasbereitstellung hierfür diskontiert, aufsummiert und durch die mit dem angemessenen Zinssatz diskontierte Summe der erzeugten Gasmenge geteilt. Als Investitionsjahr wurde 2025 und als erstes Betriebsjahr 2026 angesetzt; die Betriebsdauer beträgt zwanzig Jahre. Etwaige Restwerte von Anlagen nach diesem Zeitraum sowie zusätzliche Erzeugungsmengen durch eine längere Betriebsdauer wurden nicht betrachtet. Die so errechneten Gestehungskosten für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff sind in Tabelle 8 angeführt:

Tabelle 8: Aktuelle Gestehungskosten für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff

Technologie	Gestehungskosten
Biomethanproduktion (ohne Investitionszuschuss)	17,7 ct / kWh _{th} (brennwertbezogen)
Biomethanproduktion (mit Investitionszuschuss)	14,6 ct / kWh _{th} (brennwertbezogen)
Erneuerbarer Wasserstoff	34,3 ct / kWh (heizwertbezogen) beziehungsweise 11,45 Euro pro kg

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AEA, 2024

Selbstverständlich haben die Betriebskosten bei Biomethan einen großen Einfluss. Für Praktiker:innen sind oftmals vor allem die Rohstoffkosten von großem Interesse. Die Zusammensetzung der Rohstoffe kann bei Anlagen stark variieren und ist ein entscheidender Kostenfaktor. Insbesondere bei Abfällen können sowohl die Entsorgungseinnahmen als auch Behandlungskosten stark nach den Eigenschaften der Abfälle schwanken. Daher wurde für die Berechnung der Gestehungskosten davon ausgegangen, dass sich Entsorgungseinnahmen und Behandlungskosten die Waage halten. Dies kann sich bei einem Markthochlauf entsprechend schnell ändern, wenn eine zusätzliche Nachfrage nach Substraten eintritt. Aufgrund der Vorgaben des EAG § 61 Abs. 2 dürfen neu zu errichtende Anlagen jedenfalls nur biogene Reststoffe und Abfälle einsetzen. Daher wurden zur Berechnung der Gestehungskosten Substratpreise für Gülle und Maisstroh herangezogen, welche in der nachfolgenden Tabelle 9 beschrieben werden. Die genauen Annahmen, Rohstoffzusammensetzungen je Beispielanlage beziehungsweise Produktionskapazitäten sind dem Gutachten zu Investitionsförderungen zu entnehmen (AEA, 2024).

Tabelle 9: Eigenschaften der betrachteten Rohstoffe und deren Kosten

Biogasausbeuten der Substrate	Einheit	Schweinegülle	Rindergülle	Maisstroh
Trockenmasse	% Frischmasse	6	10	45
Organische Trockenmasse	% Trockenmasse	80	85	92
Methanertrag	NM ³ CH ₄ /t oTM	250	220	314
Substratpreis	EUR/MWh _{th}	83	76	36

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AEA, 2024

Es zeigte sich, dass die Verordnung zur Gewährung von Investitionszuschüssen sehr gut angenommen wurde und somit einen wahrnehmbaren Effekt besitzt.

Bei den Gestehungskosten von erneuerbarem Wasserstoff ist der Strompreis die wichtigste Kostenstelle. Aus diesem Grund wurde für die Berechnung der Gestehungskosten ein Strompreismodell mit unterschiedlichen Varianten erstellt. Details finden sich im Gutachten zu Investitionszuschüssen erneuerbarer Gase (AEA, 2024). Für die Berechnung der Gestehungskosten von erneuerbarem Wasserstoff gemäß Tabelle 8 wurde angenommen, dass Strom auf Netzebene fünf komplett aus dem Stromnetz bezogen wird. Die Preise entsprechen den durchschnittlichen Stromtarifen auf dieser Ebene und sind unabhängig von der Auslastung über das Jahr konstant (180,73 Euro/MWh beziehungsweise 153,48 Euro/MWh exklusive Entgelte). Die Analysen zeigen auch auf, dass sich aufgrund der Stromentgeltbefreiung und Förderungen in Abhängigkeit der Unternehmens- und Anlagengröße gewisse Unterschiede ergeben. Bei den durchgeführten Sensitivitätsanalysen des Gutachtens zu Investitionszuschüssen für erneuerbare Gase (AEA, 2024) wird aber vor allem der große Einfluss des Strompreises und der Effizienz deutlich.

4 Rahmenbedingungen und Policies

Die Rahmenbedingungen für die Produktion erneuerbarer Gase stellen sich immer noch als schwierig dar. Insbesondere für die Produktion von Biomethan fehlen dringend notwendige Betriebsförderungen. Ursprünglich war vorgesehen, diese in das EAG zu integrieren, worauf Relikte wie das enthaltene Grüngassiegel (§ 85 EAG) hinweisen. Da eine Grün-Gas-Quote über das EAG letztlich nicht umgesetzt wurde, sollte sie stattdessen in einem eigenen Gesetz, dem Erneuerbaren-Gas-Gesetz (EGG), geregelt werden. Daher verweist das EAG in den Paragraphen 85 bis 87 auf eine Grün-Gas-Quote.

Das EGG sollte über eine Quotenregelung für Versorger:innen mit Ausgleichszahlungen einen Markthochlauf der Produktion erneuerbarer Gase bis mindestens 6,5 TWh bis 2030 ermöglichen. Es wurde über mehrere Jahre an diesem Gesetz gearbeitet, das am 04.07.2024 dem Nationalrat zur Abstimmung vorgelegt wurde, aber nicht die erforderliche Zweidrittelmehrheit erhalten hat. Dies wurde von den meisten Stakeholdern der Branche als Rückschlag, den es möglichst rasch zu überwinden galt, angesehen. Deshalb wurde von verschiedenen Stakeholdern der Wunsch nach einer Ausgestaltung des Gesetzes nicht als Quote, sondern als Marktprämienregelung geäußert. Nach diesem Modell, welches sich im Strombereich gut etabliert hat, wird ein anzulegender Wert gutachterlich ermittelt. Dieser richtet sich üblicherweise nach den Gesteungskosten einer ökonomischen, dem Stand der Technik entsprechenden Anlage. Die Marktprämie stellt die Differenz zwischen einem Referenzmarktpreis und dem anzulegenden Wert dar (siehe Abbildung 3). Liegt der Referenzmarktpreis wider Erwarten in einer Periode über dem anzulegenden Wert, wird keine Marktprämie ausgezahlt. Die konkrete Ausgestaltung eines Marktprämienmodells für erneuerbare Gase wird aktuell im BMK erarbeitet.

Abbildung 3: Prinzip einer Marktprämie



Die Herausforderung dieses Modells ist insbesondere die Bemessung des anzulegenden Werts, weil vor allem bei Biomethan die Gesteungskosten in Abhängigkeit von den Rohstoffkosten deutlich variieren können. Weiters ist auch zu überlegen, wie der Referenzmarktpreis, oder gegebenenfalls Referenzmarktwert, angesetzt werden kann, vor allem in Hinblick auf den „grünen Wert“ des Gases. Referenzmarktpreise sind in der Regel Durchschnittspreise einer bestimmten Periode, Referenzmarktwerte berücksichtigen die tatsächliche Einspeisung (aus einer jeweiligen Technologie). Während im Strombereich der Preis für Herkunftsnachweise (HKN) von der E-Control festgesetzt wird, existiert kein vergleichbares System für erneuerbare Gase, wengleich Gas-HKN ausgestellt werden können. Der „grüne Wert“ erschließt sich erst zusammen mit einem Nachhaltigkeitsnachweis, welcher nicht getrennt vom Gas gehandelt werden kann. Es ist wesentlich, dass beim Marktprämiennmodell eine klare und transparente Systematik festgesetzt wird, die Doppelan- und -abrechnungen ausschließt.

Für erneuerbaren Wasserstoff wurden im Jahr 2024 hingegen bereits die Weichen für eine Betriebsförderung gestellt. Mit dem Beschluss des Wasserstoffförderungsgesetz (WFöG) hat die Bundesregierung einen Budgetrahmen von 820 Mio EUR für die Förderung der Produktion erneuerbaren Wasserstoffs bis 2026 festgelegt. Die erste Tranche von 400 Mio EUR wird als „Auction-As-A-Service“ im Rahmen der 2. Auktion der Europäischen Wasserstoffbank vom 03.12.2024 bis 20.02.2025 für österreichische Projekte eingebracht. Mit den Resultaten der Auktion ist im Frühsommer 2025 zu rechnen.

Im Bereich der Investitionskostenförderung wurde mit der EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Gas die Grundlage für Zuschüsse zur Errichtung neuer Biomethananlagen sowie zur Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf Stromproduktion geschaffen. Es konnte beim ersten Fördercall vom 02.09.2024 bis 25.11.2024 das Budget für Neuerrichtungen von 25 Millionen EUR ausgeschöpft werden und für die Umrüstung circa ein Drittel des dedizierten Budgets von 15 Millionen EUR.

Für Investitionszuschüsse zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff sind gemäß EAG ebenfalls 40 Millionen Euro jährlich vorgesehen. Eine entsprechende Investitionszuschüsseverordnung wurde bislang allerdings nicht erlassen.

Laut EAG sind die Investitionszuschüsseverordnungen jährlich neu zu erlassen, die Fördersummen sind im EAG festgelegt (jährlich 15 Millionen Euro für Umrüstung gemäß § 60 EAG; jährlich 25 Millionen Euro für Neuerrichtung gemäß § 61 EAG). Für die Investitionszuschüsse

severordnungen 2025 hat die Österreichische Energieagentur Ende 2024 ein Gutachten fertiggestellt, welches Empfehlungen für die höchstzulässigen Fördersätze angibt (AEA, 2024). Das Gutachten steht nach Inkrafttreten der Verordnung auf der Internetseite der OeMAG zur Verfügung.

5 Europäischer und internationaler Ausblick

In diesem Kapitel werden zunächst die legislativen Entwicklungen auf EU-Ebene beschrieben, danach wird auf die Situation in ausgesuchten EU-Ländern eingegangen, und in weiterer Folge werden europaweite und internationale Marktaktivitäten skizziert.

5.1 Dekarbonisierung der EU-Gasmärkte und Förderung von erneuerbarem Wasserstoff

Die Europäische Union und ihre Mitgliedstaaten haben sich im Zuge des Europäischen Klimagesetzes dazu verpflichtet, bis 2050 klimaneutral zu werden und ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % zu senken. Hierfür braucht es einen systemischen Wandel im Energiesektor und daher auch im Gasmarkt. Fossiles Erdgas soll schrittweise durch erneuerbare Gase ersetzt werden. Grundlage für die Überarbeitung des Gasmarkts ist das „Fit-for-55“-Paket der EU-Kommission aus dem Jahr 2021. Darauf aufbauend wurde das EU-Paket zur Dekarbonisierung von Wasserstoff und Gas, bestehend aus der Richtlinie (EU) 2024/1788 und der Verordnung (EU) 2024/1789, im Mai 2024 verabschiedet. Die überarbeiteten Gasmarktregeln wurden am 15. Juli im EU-Amtsblatt veröffentlicht und traten 20 Tage später in Kraft. Sie aktualisieren die Regeln für den EU-Erdgasmarkt, die in der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG und in der Erdgasverordnung 715/2009 festgelegt sind. Darüber hinaus wird ein neuer Rechtsrahmen für eine spezielle Wasserstoffinfrastruktur eingeführt. Die Regelungen zielen darauf ab, einen wettbewerbsfähigen Markt für Wasserstoff in Europa und eine spezielle Infrastruktur hierfür aufzubauen. Darüber hinaus soll der Handel mit Drittländern erleichtert werden. Die EU-Ziele für erneuerbaren Wasserstoff betragen 40 Gigawatt Elektrolysekapazität im Jahr 2030 beziehungsweise die Produktion von zehn Millionen Tonnen. Konkret sollen erneuerbare und CO₂-arme Gase (mit mindestens 70 % geringeren Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen als fossile Gase) verstärkt in das Gasnetz integriert werden. Der Netzzugang soll hierfür erleichtert werden und grenzüberschreitende Tarife abgeschafft werden. Die Bestimmungen umfassen auch Regelungen zur Überwachung der Gasqualität einschließlich der Beimischung. Zudem sollen Zertifizierungssysteme angepasst und die Produktion von Biomethan gesteigert werden. Langfristige Verträge über fossiles Gas

werden mit 2049 begrenzt. Darüber hinaus enthalten die Regelungen Verbesserungen für Verbraucher:innen (Abrechnung, intelligente Zähler et cetera) sowie Vorgaben für die Verbesserung der Versorgungssicherheit und für mehr Kooperation (integrierte Planung für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze, Zertifizierung von Speicheranlagenbetreiber:innen et cetera).

Die EU-Länder haben bis Mitte 2026 Zeit, die neuen Vorschriften in nationales Recht umzusetzen. Nach ihrer Umsetzung werden sie die Einführung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen, einschließlich Wasserstoff, erleichtern und gleichzeitig die Versorgungssicherheit und die Erschwinglichkeit von Energie für alle EU-Bürger gewährleisten. Die überarbeiteten Vorschriften schaffen auf der Grundlage EU-weiter Regeln gleiche Wettbewerbsbedingungen für den Wasserstoffmarkt und die Wasserstoffinfrastruktur und beseitigen Hindernisse für deren Entwicklung. Darüber hinaus werden die Voraussetzungen dafür geschaffen, dass ein Teil der bestehenden Erdgasinfrastruktur für die Nutzung von Wasserstoff umgewidmet werden kann, was zu Kosteneinsparungen führen und gleichzeitig die Dekarbonisierung fördern wird.

Zusätzlich wird mit der Neufassung der Richtlinie ein Terminologie- und Zertifizierungssystem für kohlenstoffarmen Wasserstoff und kohlenstoffarme Kraftstoffe eingeführt, das die überarbeitete [Richtlinie über erneuerbare Energien \(EU/2023/2413\)](#) ergänzt.

5.2 Förderungen für Biomethan in ausgesuchten EU-Ländern

Im Rahmen des Gutachtens zu Investitionsförderungen für erneuerbare Gase (AEA, 2024) wurde auch recherchiert, welche aktuellen Fördermechanismen es für erneuerbare Gase in anderen EU-Ländern gibt. Aktuell besitzen nur die Biomethanproduktion aus anaerober Vergärung und die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff aus Strom (via Elektrolyse) praktische Relevanz, weshalb sich die folgenden Ausführungen auf diese beiden Technologien beschränken. Tabelle 10 fasst verfügbare Förderungen für die Biomethanproduktion ausgesuchter Länder übersichtlich zusammen. Die dargestellten Förderungsmaßnahmen umfassen entweder Investitionsförderungen (CAPEX) oder Betriebsförderungen (OPEX), die von den jeweiligen Ländern bereitgestellt werden und sich in Umfang sowie Höhe unterscheiden. In Bayern werden beispielsweise die Neuinvestition von Biogasaufbereitungsanlagen und die Umrüstung bestehender Biogasanlagen gefördert. In Italien hingegen erstreckt sich die Förderung auf den Neubau von Biogas- sowie Biomethananlagen, wobei

auch die Anlagenplanung und Machbarkeitsstudien in den Förderbetrag inkludiert sind. Betriebsförderungen können entweder durch bundesweite Ausschreibungen, wie in Deutschland, oder durch Anreiztarife, wie in Italien, gewährt werden, die je nach Anlagentyp und -kapazität variieren.

Tabelle 10: Förderungen für Biomethan in ausgesuchten EU-Ländern

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe	Antragsstellung und Förderzeitraum
Deutschland	Bundesweite Gebote (Bundesnetzagentur)	OPEX: maximal 21,3 ct/kWh	Offizieller Gebots-termin 02.09.2024
Deutschland, Bayern	Biogasaufbereitungsanlagen Neuinvestitionen/Umrüstung mindestens 350/700 Nm ³ /h	CAPEX 30 %–40 % Investitionskosten (maximal 500.000–800.000 EUR), Kumulierung bis 45 %–65 % möglich (danach Kürzung der Fördermittel)	Antragsstellung: 24.04.2024–31.12.2026
Deutschland, Bayern	Biogas-/Biomethanleitungen ab 300 m Länge, inklusive Übergabestationen, Verdichter, Kühler	CAPEX 100 EUR/m, Übergabestationen bis 50.000 EUR, maximal 200.000 EUR, nicht kumulierbar	Antragsstellung: 24.04.2024–31.12.2026
Dänemark	Bestehende und neue Biomasseeanlagen	OPEX: 2 ct/kWh	Bis 01.04.2019
Dänemark	Biogas und biomassebasierte Erzeugungsanlagen	Bis 2020: OPEX: Entwicklung Erdgaspreis, jährlich angepasst: 14 ct/kWh (mittlerweile abgeschafft) OPEX: Grundlage Erdgaspreisindex, jährlich angepasst: 35 ct/kWh oder OPEX: fester Abrechnungspreis, jährlich reguliert: 11 ct/kWh	Bis 14.11.2023
Dänemark	Spezielle Biomasseeanlagen (z. B.: Stirlingmotoren): Anlagen ≤ 6kW	OPEX: Fester Abrechnungspreis, jährlich reduziert Beginn 18 ct/kWh, jährlich reduziert bis auf 1,9 ct/kWh, bis 2028 8 ct/kWh	Bis 31.12.2020
Frankreich	Garantierte Abnahmetarife für 15 Jahre Methanisierungsanlagen für organische Abfälle, Biogas aus nicht gefährlichen Abfällen, Anlagengröße bis maximal 25 GWh Prämiensmodell für > 60 %	OPEX: 12,2 ct/kWh bis 5 GWh Stufenweise Abschläge bis mindestens 8,8 ct/kWh (5-25 GWh) Kumulierung mit anderen Förderprogrammen möglich	Erlass 10.06.2023 Laufzeit 15 Jahre ab Antragstellung

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe	Antragsstellung und Förderzeitraum
	landwirtschaftliche Reststoffe als Input, Autarkieprämie, wenn Anlagenenergiebedarf mit eigenem Biogas gedeckt wird		
Italien	Abhängig von Anlagentyp und Kapazität	OPEX: Spezifische Anreiztarife für 15 Jahre Anlagenkapazität (landwirtschaftliche Reststoffe) ≤ 100 m ³ /h: 115 EUR/MWh Anlagenkapazität (landwirtschaftliche Reststoffe) > 100 m ³ /h: 110 EUR/MWh Anlagenkapazität (organische Abfälle): 62 EUR/MWh	Erlass: 15.09.2022 Späteste Inbetriebnahme: 30.06.2026 Laufzeit: 15 Jahre
Italien	Kapitalzuschuss zu Investitionskosten, Zuschussfähig: Anschluss and Erdgasnetz, Planung, Beratung, Durchführbarkeitsstudien, Überwachung und Emissionskontrolle, Software, bauliche und Effizienzverbesserungen (inklusive Biogasreinigung, Biomethanlagerung, Infrastruktur, Maschinen), Gärrestkompostierung	CAPEX: Gesamt 1,7 Milliarden EUR Kapitalzuschuss je nach maximalen Investkosten, unterschiedliche Zuschüsse bei Neubau und Umrüstung. Kapitalbeteiligung bis 40 % der spezifischen Investkosten	Erlass: 15.09.2022 Späteste Inbetriebnahme: 30.06.2026
Italien	Landwirtschaftliche Reststoffe, Produktionskapazität ≤ 100 m ³ /h	CAPEX: Neubau 33.000 EUR; Umrüstung: 12.600 EUR	Erlass: 15.09.2022 Späteste Inbetriebnahme: 30.06.2026
Italien	Landwirtschaftliche Reststoffe, Produktionskapazität 100-500 m ³ /h	CAPEX: Neubau 29.000 EUR; Umrüstung: 12.600 EUR	Erlass: 15.09.2022 Späteste Inbetriebnahme: 30.06.2026
Italien	Landwirtschaftliche Reststoffe, Produktionskapazität > 500 m ³ /h	CAPEX: Neubau 13.000 EUR; Umrüstung 11.600 EUR	Erlass: 15.09.2022 Späteste Inbetriebnahme: 30.06.2026
Italien	Organische Abfälle (alle Produktionskapazitäten)	CAPEX: Neubau 50.000 EUR	Erlass: 15.09.2022 Späteste Inbetriebnahme: 30.06.2026

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe	Antragsstellung und Förderzeitraum
Niederlande	Förderung für fast alle Arten von Biomasse, inklusive Ko-Fermentation von Gülle und Gülle-Monovergärung, Schlammvergärung in Kläranlagen, Fortsetzungsprojekte und die Umstellung von KWK-Anlagen auf die Nutzung von erneuerbarem Gas. Maximal 8.000 Volllaststunden für Biogas, Gas muss ins Netz eingespeist werden	OPEX: Deckung der Differenz zwischen Produktionskosten und Marktpreis von Gas über Korrekturbeträge und auf Basis der phasenbasierten Förderbeträge OPEX: angenommener Basis-Energiepreis: 3,08 ct/kWh; Korrekturbetrag 2024: 7,19 ct/kWh; Abschluss auf 12 Jahre	Antragsstellung: 10.09.2024- 10.10.2024 Laufzeit: 12 Jahre
Polen	Investitionsbeihilfen: Europäischer Fonds für Infrastruktur, Klima und Umwelt (FENIKS). Kombination aus Darlehen und Zuschüssen für den Bau, Umbau, die Modernisierung und Erweiterung von Anlagen.	Zuschüsse für Anlagen >0,5 MW mit Gesamtausstattung von 300 Millionen PLN (ca. 69 Millionen EUR). Mindestens 51 % via Darlehen, höchstens 49 % via Zuschüsse.	Antragstellung: 29.03.2024- 29.05.2024
Polen	Energie Plus: Nationale Initiative zur Förderung von Investitionen Investitionen zur Verringerung der Umweltauswirkungen, insbesondere durch Projekte für erneuerbare Energien wie Biogas- und Biomethananlagen.	Die Unterstützung besteht aus Darlehen zu Vorzugsbedingungen. Wenn die Umweltkriterien erfüllt sind, können bis zu 10 % des Darlehensbetrags erlassen werden. Dieser Verzicht ist jedoch auf 1 Millionen PLN (circa 232,5 Tausend EUR) begrenzt. Die Darlehensbeträge können zwischen 0,5 Millionen PLN und 500 Millionen PLN (circa 116 Tausend EUR bis 116 Millionen EUR) liegen und bis zu 85 % abdecken.	Antragstellung: 13.12.2024
Portugal	Auktionen für erneuerbare Gase (Verordnung Nr. 15/2023) für 150 GWh Biomethan pro Jahr zur Einspeisung ins nationale Gasnetz	Der Grundpreis als Höchstpreis, der von der vom Großhandelslieferanten der letzten Instanz als Auftraggeber zu zahlen ist, beträgt für Biomethan 62 EUR/MWh.	Gebotsabgabe: 27.05.2024- 26.07.2024 Erste Einspeisung spätestens 36 Monate nach Zuschlag Laufzeit: 10 Jahre

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe	Antragsstellung und Förderzeitraum
Schweden	Förderungen für Biogas aus Gülle zur Verringerung der Methanemissionen	Bis maximal 0,4 SEK/kWh (rund 3,48 ct/kWh)	
Schweden	Förderung für Biomethan	Maximal 0,30 SEK/kWh (rund 2,6 ct/kWh) für zu Biomethan aufbereitetes Biogas und zusätzlich höchstens 0,15 SEK/kWh (rund 1,3 ct/kWh) für verflüssigtes Biomethan	
Schweden	Lokales Klima-Investitionsprogramm	Investitionsförderung (bis zu circa 45 %) für alle Arten von Investitionen oder Maßnahmen, die zu hohen THG-Emissionsreduktionen führen, 2015–2026 (maßgeblicher Anteil bereits für Biomethan Investitionen)	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AEA, 2024 sowie aktuellen Recherchen, Stand 16.12.2024

Ergänzend zu finanziellen Förderungen gibt es verschiedenste weitere Instrumente, die einen Markthochlauf von Biomethan unterstützen sollen. So sind beispielsweise in Polen vereinfachte Genehmigungsverfahren für Biomethananlagen mit einer Kapazität von bis zu 8,4 Millionen m³ pro Jahr vorgesehen. Des Weiteren gibt es in Polen Vereinfachungen bei der Heizwertabweichung von Biomethan und durchschnittlichen Heizwerten im Gasnetz (Kochansky & Partners, 2023). Zudem bestehen in verschiedenen Ländern bereits Quotenverpflichtungen für die Netzeinspeisung von Biomethan. So sind z. B. in Portugal große Unternehmen, die mehr als 2.000 GWh pro Jahr ins Netz einspeisen, zu einer jährlichen Einspeisung von mindestens 1 % Wasserstoff oder Biomethan, verpflichtet. Zudem waren Steuererleichterungen in Kraft, beispielsweise in Schweden, wo Biogas und Bio-Flüssiggas von der CO₂- und Energiesteuer als Kraft- und Brennstoff sowie bei der Verwendung in Wärme- oder KWK-Anlagen befreit war. Die Genehmigung der staatlichen Beihilfe für die schwedische Steuerbefreiung 2021–2030 für Biogas und Bio-LPG für wurde jedoch durch ein Urteil des EU-Gerichts am 21. Dezember 2022 aufgehoben (Klackenberg, 2024). Insgesamt gab es in vielen EU-Staaten ein beeindruckendes Wachstum am Markt für Biomethan.

Frankreich ist z. B. mittlerweile der zweitgrößte Biomethanproduzent der EU nach Deutschland. Die eingespeiste Menge hat sich in den letzten fünf Jahren mehr als verdreizehnfacht.

Das Ziel für die Einspeisung ins Netz im Langfristigen Energieplan (PPE) für 2023 wurde übertroffen und erreichte 8,2 TWh statt der geplanten 6 TWh. Darüber hinaus wurden die Ziele für 2030 im Juli 2024 im endgültigen aktualisierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) angehoben, wodurch das Biomethan-Ziel auf 44 TWh erhöht wurde, was einem Anteil am nationalen Gasverbrauch von 15 % entspricht. Der Erfolg der Biomethanentwicklung in Frankreich ist zum Teil auf das Einspeisegesetz von 2019 zurückzuführen, größere Anlagen (>25 GWh) wurden 2021 auf ein Auktionsmodell umgestellt. Darüber hinaus beabsichtigt Frankreich, teilweise auf marktbasierende Anreize umzusteigen, ein Trend, der in vielen EU-Ländern zu beobachten ist. Im Juli 2024 führte Frankreich die Verpflichtung für Erdgasversorger:innen ein, Biomethan-Produktionszertifikate für die Jahre 2026, 2027 und 2028 zu erwerben, um Investitionsstabilität zu schaffen und die Abhängigkeit von öffentlichen Subventionen zu verringern. Diese Zertifikate sind unabhängig von den von der European Energy Exchange (EEX) verwalteten französischen Herkunftsnachweisen (GOs), die Endkund:innen zur Erfüllung freiwilliger Dekarbonisierungsziele nutzen können (IEA, 2024).

Die Tabelle 11 gibt einen Überblick über die Ziele ausgesuchter EU-Länder im Bereich Biomethan:

Tabelle 11: Ziele ausgewählter EU-Staaten im Bereich Biomethan

Land	Beschreibung des Ziels
Europäische Union	381 TWh Biomethan bis 2030
Dänemark	Bis 2030 sollen 100 % an grüne Gase ins Gasnetz eingespeist werden
Italien	62 TWh Biomethan bis 2030
Frankreich	44 TWh (beziehungsweise 15 % am nationalen Gasverbrauch), Zieljahr unbekannt
Niederlande	2,2 TWh Biomethan bis 2030
Polen	1,1 TWh Biomethan bis 2030
Portugal	Bis 2030 soll 9,1 % des Erdgasverbrauchs durch Biomethan ersetzt werden.
Schweden	1 TWh Biomethan bis 2030

Quelle: Eigene Darstellung

5.3 Förderungen für Wasserstoff in ausgesuchten EU-Ländern

Auch im Bereich des erneuerbaren Wasserstoffs wurden Förderstrategien ausgewählter EU-Mitgliedstaaten analysiert. Ergänzend wurden Förderinstrumente, welche in Norwegen und Großbritannien zur Anwendung kommen, erläutert. Im Fall der Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff werden, wie bei Biomethan, je nach betrachtetem Land, die Investitionskosten (CAPEX) und eventuell auch die Betriebskosten (OPEX) gefördert. Die Instrumente zur Förderung der Investitionskosten sind vielfältig, sie reichen von der Entwicklung von Elektrolyseur-Prototypen, über den Bau der notwendigen Infrastruktur zum Betrieb der Elektrolyseure und der Umrüstung bereits bestehender Anlagen, bis zur Förderung der Investitionsmehrkosten, verglichen mit weniger umweltfreundlichen Investitionen. In Italien beispielsweise werden Steuerzuschüsse zum Bau von Elektrolyseuren gewährt. Deutschland fördert den Erwerb von erneuerbarem Wasserstoff über ein duales Auktionsmodell und Investitionen in internationale Projekte. Die Tabelle fasst die Förderungen im Bereich erneuerbarer Wasserstoff zusammen:

Tabelle 12: Aktuelle Förderungen für erneuerbaren Wasserstoff

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe	Antragsstellung und Förderzeitraum
Spanien	H2-Pioneros: Elektrolyseure mit Kapazität zwischen 0,5 MW und 50 MW (inklusive Infrastruktur), Neubau oder Umrüstung von industriellen Anlagen, um Wasserstoff nutzen zu können	CAPEX: Investitionsmehrkosten im Vergleich zu weniger umweltfreundlichen Investitionen, maximal 15 Millionen EUR, Erhöhung um 5 % möglich, Projektdauer maximal 36 Monate, Auszahlung als Vorschuss möglich	Durchführung: bis zu 36 Monate nach Bewilligung
Spanien	Plan für Konjunkturbelebung, Umgestaltung und Widerstandsfähigkeit: großmaßstäbliche Elektrolyse-Demonstratoren, innovative Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff	CAPEX: Entwicklung des Prototyps eines großen Elektrolyseurs: 40 Millionen EUR; Integration eines großen Elektrolyseurs im industriellen Kontext: 60 Millionen EUR; Mindestprojektvolumen 1 Million EUR, Projektdauer maximal 36 Monate, Auszahlung als Vorschuss möglich	Antragstellung: 08.04.-07.06.2022 Projektabschluss: 36 Monate (+ Nachfrist) nach Bewilligung
Spanien	H2-Valleys: Elektrolyseure (mindestens 100 MW), Speicheranlagen und Anlagen zur Stromproduktion,	CAPEX: Gesamtfördermittel: 1,2 Milliarden EUR Höchstsatz 30 % der gesamten beihilfefähigen Kosten, Projektdauer	Durchführung: bis zu 36 Monate nach Bewilligung

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe	Antragsstellung und Förderzeitraum
	wenn in räumlicher Nähe, Abnahmeverträge für mindestens 60 % des erzeugten Wasserstoffs	maximal 36 Monate, Auszahlung als Vorschuss möglich	
Niederlande	Elektrolyseure mit Leistung von mind. 0,5 MW, Maschinen und Ausrüstung, Wasserstoffspeicher für bis zu 24 Produktionsstunden, Batteriespeichersystem bis zu 1 MW, Kosten für die Projektierung, Gebäude und Grundstücke, den Aufbau der Infrastruktur und eine Wasserstoffverdichtungsanlage bis 70 MW	Gesamtvolumen: 1 Milliarde EUR, maximal 500 Millionen EUR/Projekt CAPEX: maximal 80 % der Investitionskosten; OPEX: 9 EUR/kg Wasserstoff; Förderdauer 5–10 Jahre, teilweise mit anderen Förderungen kumulierbar	Antragstellung: 15.10.2024-28.11.2024 Laufzeit selbst wählbar, zwischen 5 und 10 Jahren
Italien	Nationaler Plan für Erholung und Widerstandsfähigkeit (PNRR) zudem Subventionen über die Cassa Depositi e Prestiti und die Gestore die Servizi Energetici, darunter insbesondere die Planung und Umsetzung von Hydrogen Valleys, sowie die Dekarbonisierung schwer abbaubarer Sektoren, Wasserstoffmobilität im Schwer- und öffentlichen Personennahverkehr und Energiespeicherung mit Wasserstoff zur Netzstabilisierung	Gesamt 3,2 Milliarden EUR	Antragstellung 08.10.2024-06.12.2024 Fertigstellung bis 31.12.2026
Italien	Steuervergünstigungen	CAPEX: 10 %–40 % der Investitionssumme als Steuerzuschuss; bis zu 60 % der Investitionskosten als Steuervergünstigungen und Subventionen, wenn in Sizilien, Sardinien, Apulien	Investitionen in 2024 und 2025 Laufzeit: 3–5 Jahre
Italien	Lombardei und Piemont: Nutzung von grünem Wasserstoff für Mobilität und Industrie beziehungsweise Dekarbonisierung des Automobilsektors durch Wasserstoff-Brennstoffzellen und Elektrolyseure	CAPEX: 30 %–50 % der förderfähigen Investitionskosten	

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe	Antragsstellung und Förderzeitraum
Großbritannien	Hydrogen Business Model (HBM); Grüner Wasserstoff und blauer Wasserstoff (erdgasbasiert) mit Speicherung des freigesetzten Wasserstoffs (CCUS)	Wenn Marktpreise unter eine bestimmte Grenze fallen, bietet die Regierung den Herstellern Zahlungen für den produzierten Wasserstoff an. Übliche Laufzeit: ≥ 15 Jahre	Antragsstellung: bis 05.02.2024 Laufzeit ≥ 15 Jahre
Großbritannien	Net Zero Hydrogen Fund (NZHF); Vier „Streams“: Vor der Bauphase, Baukosten und Kosten bei Inbetriebnahme, Innovation und neue Technologien, Integration von Wasserstoff in Energienetze	Gesamt: 290 Millionen EUR; CAPEX: Förderhöhe bis zu 50 % der förderfähigen Projektkosten	Antragsstellung in Phasen: 2024: bis 14.08.2024 Spätester Projektabschluss: 31.12.2027
Deutschland	H2Global	Duales Auktionsmodell: Befristeter Zuschuss der Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis	Antragstellung: 01.08.2021 - 31.12.2023 Langfristige Lieferverträge
Deutschland	Dekarbonisierung der Industrie: Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Investitionsprojekten auf Technologiereifegrad 4 (TRL 4) als Pilot- und Demonstrationsanlagen	Bemessung in Abstimmung mit Lotsenstelle Wasserstoff	Antragstellung: 15.01.2021 – 30.06.2024
Deutschland	Export grüner nachhaltiger Infrastruktur; Anwendung deutscher Umwelttechnologie in Schellen- und Entwicklungsländern		In Erarbeitung
Deutschland	Internationale Forschungskooperation „Grüner Wasserstoff“	Bemessung in Abstimmung mit der Lotsenstelle Wasserstoff	Antragstellung: bis 31.12.2026
Deutschland	Richtlinie zur Förderung klimaneutraler Produktionsprozesse (Förderrichtlinie Klimaschutzverträge – FRL KSV):	Ausgleich von Mehrkosten bei der Umrüstung von Anlagen, um klimafreundlich zu werden, Förderung der Investitionskosten, in Abstimmung mit der Lotsenstelle Wasserstoff	Antragsstellung: ab 11.03.2024 Laufzeit: 15 Jahre
Portugal	Auktionen für erneuerbare Gase (Verordnung Nr. 15/2023) für 120 GWh	Der Grundpreis als Höchstpreis, der von der vom Groß-	Gebotsabgabe: 27.05.2024–26.07.2024

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe	Antragsstellung und Förderzeitraum
	H ₂ pro Jahr (auf Grundlage des Brennwertes)	handelslieferanten der letzten Instanz als Auftraggeber zu zahlen ist, beträgt 127 EUR/MWh für erneuerbaren Wasserstoff aus Elektrolyse	Erste Einspeisung spätestens 36 Monate nach Zuschlag Laufzeit: 10 Jahre

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AEA, 2024 sowie aktuellen Recherchen, Stand 16.12.2024

Tabelle 13 gibt einen prägnanten Überblick über die Ziele der Wasserstoffproduktion mit Elektrolyseuren für ausgewählte Länder.

Tabelle 13: Ziele ausgewählter Länder im Bereich Wasserstoff

Land	Beschreibung des Ziels
Europäische Union	40 GW Elektrolyseurkapazität EU-weit bis 2030
Spanien	12 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030
Italien	5 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030
Niederlande	3-4 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030
Großbritannien	10 GW CO ₂ -armer H ₂ , davon 5 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030
Portugal	5,5 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030
Deutschland	10 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030

Neben den nationalen Förderungen auf der Ebene von EU-Mitgliedstaaten bestehen ebenso länderübergreifende Programme beziehungsweise Projekte. Im Programm „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI) werden innovative Vorhaben vereint, die einen wichtigen Teil zur Umsetzung des European Green Deal und der digitalen Agenda der Europäischen Union beitragen können. IPCEI-Projekte sind daher länderübergreifend und sollen auch die internationale Zusammenarbeit stärken. Aktuell beschäftigen sich vier der zehn genehmigten Forschungsinitiativen mit der Wertschöpfungskette von erneuerbarem Wasserstoff, wie Tabelle 14 zeigt:

Tabelle 14: Aktuelle IPCEI-Projekte mit Wasserstoffbezug (2024)

IPCEI-Projektname	Kurzbeschreibung des Inhalts
Hy2Tech (2022)	Fördervolumen 5,4 Milliarden EUR, 9 Milliarden EUR private Investitionen. Deckt weite Teile der Wertschöpfungskette von Produktion über Speicherung, Transport und Verteilung, inklusive Brennstoffzellentechnologie und Endverbraucher:innen-Anwendungen ab. Österreich ist mit den Firmen AVL-List sowie Plastic Omnium vertreten.
Hy2Use (2023)	Fördervolumen 5,2 Milliarden EUR, 7 Milliarden private Investitionen. Im Fokus steht wasserstoffbezogene Infrastruktur (z. B. Elektrolyseure und Transportinfrastruktur, Integration von H ₂ in industrielle Prozesse). Österreich ist mit den Unternehmen Verbund sowie LatNitrogen vertreten.
Hy2Infra (2024)	6,9 Milliarden EUR Fördervolumen, 5,4 Milliarden private Investitionen. Ziel ist die Produktionskapazität von 3,2 GW Elektrolyse, der Einsatz von neuen und wiederverwendeten Wasserstoffleitungen (insgesamt 2.700 km), die Entwicklung von 370 GW H ₂ -Speichern und der Bau eines Umschlagsterminals mit einer Kapazität von 6.000 Jahrestonnen. Österreichische Unternehmen sind nicht involviert.
Hy2Move (2024)	Fördervolumen 1,4 Milliarden EUR, 3,3 Milliarden private Investitionen. Im Fokus stehen Mobilitätsanwendungen wie Hochleistungsbrennstoffzellen, Wasserstofftankstellen et cetera. Auch hier ist kein österreichisches Unternehmen beteiligt.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EU-KOM, 2024

5.4 Marktausblick international

Laut einem aktuellen Bericht der Internationalen Energieagentur – IEA (2024) erhöht sich die weltweite Nachfrage nach Biomethan und Biogas bis 2030 um schätzungsweise 30 % auf insgesamt 2.270 PJ beziehungsweise rund 630 TWh (2030). Weltweit wird Biogas vor allem zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt (mehr als 52 % in 2023), die Netzeinspeisung ist jedoch im Wachsen begriffen. Etwa die Hälfte der globalen Biogasproduktion entfällt auf Europa, wobei allein Deutschland fast 20 % beisteuert.

Im Bereich erneuerbarer Wasserstoff geht die IEA (2024) davon aus, dass die weltweit installierte Elektrolysekapazität von 2024–2030 um 47 GW von derzeit 3 GW ansteigt, sodass sie bis zum Ende des Jahrzehnts rund 50 GW erreicht. Mehr als die Hälfte (59 %) davon entfällt auf Europa und China, rund 40 % auf den Nahen Osten und Nordafrika, gefolgt von den USA und Australien.

In Europa wird mit einem Ausbau der Elektrolyse-Leistung um 13 GW bis 2030 gerechnet. Das Wachstum wird vor allem durch die IPCEI-Projekte (siehe 5.2) initiiert. Neben dem Ziel, die Produktionskapazitäten zu erhöhen ist auch zu erwarten, dass die Verbrauchsvorgaben für „renewable fuel of non-biological origin“ (RFNBOs – das sind flüssige oder gasförmige erneuerbare Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs) in der Luftfahrt und die Ziele für Industrie und Verkehr aus der RED III die künftige Nachfrage ebenso steigern werden. In Europa wird erwartet, dass PPAs die Kapazitätserweiterung von Elektrolyseuren vorantreiben werden. Hierfür eignen sich vor allem die kostengünstige Wasserkraft (aus Schweden und Norwegen) sowie die Offshore-Windkraft in den Niederlanden und Deutschland. Das Wachstum der Wasserstoffwirtschaft in Europa wird auch wesentlich davon abhängen, wie die Regierungen der einzelnen EU-Mitgliedstaaten die RED III umsetzen werden. Auch das Tempo des Ausbaus der Wasserstoffinfrastruktur stellt einen Faktor für die Zielerreichung dar. Insgesamt bleiben Wasserstoffprojekte ein begrenzter Treiber des erneuerbaren-Ausbaus. Die zusätzlichen Elektrolysekapazitäten bis 2030 entsprechen in etwa einem Prozent des gesamten, weltweiten Ausbaus der erneuerbaren Energieerzeugung (IEA, 2024).

Auf der Nachfrageseite geht die IEA (2024) davon aus, dass der größte Teil des Wasserstoffs für nicht-energetische Zwecke eingesetzt wird, beispielsweise in der Raffinerie-, Stahl- und Chemieindustrie.

Insgesamt kann gesagt werden, dass erneuerbare Gase international als Ersatz für fossile Gase zunehmend an Interesse gewinnen. Der Markt für erneuerbare Gase verzeichnet weltweit ein Wachstum, getrieben durch Ziele für erneuerbare Energien und Klimaschutz, technologische Fortschritte und politische Fördermaßnahmen. Besonders Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff gewinnen an Bedeutung, da sie fossile Energieträger ersetzen und zur Dekarbonisierung von hard-to-abate Sektoren, welche technologisch auf gasförmige Energieträger angewiesen sind, beitragen. Länder wie Deutschland, die USA und China investieren massiv in Produktionskapazitäten und Infrastruktur. Diese Entwicklung stärkt nicht nur die Energiesicherheit, sondern auch den globalen Klimaschutz.

6 Handlungsempfehlungen der SEG

Erneuerbare Gase sind ein wichtiger Baustein für das Energiesystem der Zukunft. Aktuell nehmen sie aber noch eine untergeordnete Rolle in der Energieversorgung ein. Das wesentlichste Hemmnis für ein Marktwachstum erneuerbarer Gase in Österreich ist die Preisdifferenz zu fossilem Erdgas, welches deutlich günstiger ist. Weitere Hemmnisse umfassen den regulatorischen Rahmen, komplexe Genehmigungsprozesse, kostenintensive Zertifizierungen oder auch lokal begrenzte Substratverfügbarkeit. Diese sind im Marktbericht 2023 eingehend beschrieben, gelten nach wie vor und werden daher an dieser Stelle nicht explizit behandelt. Vielmehr wird der Fokus in weiterer Folge auf Handlungsmöglichkeiten gelegt, die zur Überwindung bekannter Hemmnisse beitragen können. Grundsätzlich können zumindest sechs wesentliche, rechtliche Handlungsfelder unterschieden werden:

- Unterstützung der Produktion erneuerbarer Gase mit Betriebsförderungen, die den Betreiber:innen von Produktionsanlagen zusätzliche Einnahmequellen verschafft, sodass Investitionsentscheidungen rentabel werden. Die in der Branche aktuell diskutierten Marktprämien fallen in diese Kategorie.
- Vorgaben zur Steigerung der Nachfrage von Endverbraucher:innen
- Finanzpolitische oder steuerliche Maßnahmen, die den Einsatz von fossilem Erdgas verteuern, um indirekt eine Nachfrage für erneuerbare Gase zu generieren, z. B. durch einen wirksamen Preis auf die Emission von fossilem CO₂.
- Ordnungspolitische Vorgaben, die die Verwendbarkeit von fossilem Erdgas beschränken und damit Nachfrage nach erneuerbaren Gasen auslösen.
- Ordnungspolitische Maßnahmen zur Erhöhung der Nachfrage nach erneuerbaren Gasen durch Versorger:innen (beziehungsweise Lieferant:innen), z. B. über ein Quotensystem.
- Investitionszuschüsse für die Produktion von erneuerbaren Gasen nach EAG §59–§36

6.1 Stabile Rahmenbedingungen für den Markthochlauf schaffen (Erneuerbares Gas Gesetz „Neu“)

Die wichtigste Handlungsempfehlung für einen Markthochlauf erneuerbarer Gase lautet, im Bereich von Biomethan langfristige, stabile Rahmenbedingungen für die Branche zu

schaffen, um damit Planbarkeit und Investitionssicherheit für neue Projektvorhaben sicherzustellen. Mit einem Gesetz, welches die Preisdifferenz zwischen erneuerbaren Gasen und fossilem Erdgas ausreichend ausgleicht, kann es zu einem nennenswerten Marktwachstum kommen. Aus Sicht der SEG ist ein Marktprämienmodell mit jährlichen Ausschreibungen und Prämien für die Erzeugung und Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Quellen in das öffentliche Gasnetz ein geeignetes Mittel, um einen Markthochlauf zu initiieren. Insbesondere ist dabei auf eine adäquate Festsetzung des Referenzmarktpreises, auf eine angemessene Festlegung von Höchstpreisen durch den Gesetzgeber sowie auf entsprechend dotierte Ausschreibungsvolumina zu achten, damit ein Marktprämienmodell die erhoffte Wirkung entfaltet. Um den bestehenden Anlagenbestand von Verstromungsanlagen zumindest teilweise in ein neues Regime zu überführen, ist auf entsprechende Nachfolgeregelungen beziehungsweise auf Wechselmöglichkeiten auf ein Marktprämienmodell zu achten. Es wird empfohlen, die Auswirkungen der verschiedenen Marktprämienmodelle miteinander zu vergleichen. Wesentliches Ziel sollte es dabei sein, den volkswirtschaftlich günstigsten Weg zu wählen, um eine bestimmte Menge erneuerbare Gase in das Energiesystem zu bringen. In Hinblick auf die Preissituation ist insbesondere auch auf die internationalen Rahmenbedingungen Rücksicht zu nehmen, um die Steuerungswirkung für die österreichische Produktion nicht zu verfehlen.

Nachdem sich sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten bei Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff im Zeitverlauf sehr dynamisch entwickeln, kommt der periodischen, gutachterlichen Bemessung von höchstzulässigen Fördersätzen eine große Bedeutung zu. Zu erwähnen ist auch, dass der im EAG § 76 vorgesehene Grüngas-Förderbeitrag (Beitrag, der von Endverbraucher:innen mit Gasnetzanschluss zur Abdeckung der Förderungen für erneuerbare Gase eingehoben werden soll) neben Beiträgen aus Bundesmitteln ein wichtiges Instrument sein kann, um den Markthochlauf erneuerbarer Gase und dazu notwendiger Maßnahmen und Begleitaktivitäten zu finanzieren. Aus Sicht der Servicestelle kann daher die Einführung des Grüngas-Förderbeitrags empfohlen werden.

Im Bereich des erneuerbaren Wasserstoffs gelang mit dem Beschluss des Bundesgesetzes zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs (kurz Wasserstoffförderungsgesetz - WFöG) am 12. Juni 2024 ein wichtiger Meilenstein, mit dem der Bund bis zu 820 Millionen Euro an Fördermitteln bis zum Jahr 2026 zur Verfügung stellt. Das Jahr 2025 wird zeigen, welche Auswirkungen das Gesetz auf konkrete Projektumsetzungen haben wird. Außerdem ist bei der Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen (sowohl für erneuerbaren Wasserstoff als auch für Biomethan und weitere erneuerbare Gase)

auf eine bestmögliche Kompatibilität verschiedener Rechtsmaterien und Förderungen zu achten.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die bestmögliche Verschneidung nationaler Register mit der Union Database (UDB), welche immer noch im Aufbau begriffen ist. Dabei sollten die Abläufe für die Marktteilnehmer:innen möglichst einfach und unbürokratisch gestaltet werden, um zusätzliche Kosten zu vermeiden. Verschiedene Nachweise für Zielerrechnungen (z. B. nach EGG „neu“, ETS, Transformation der Industrie et cetera) sollten klar zuordenbar sein, sodass etwaige Doppelerrechnungen ausgeschlossen werden können. Nationale Systeme sollten validiert und extern überprüft werden können und eine klare Schnittstelle zur nationalen Energiestatistik aufweisen. Dies gewährleistet, dass die Mengen an erneuerbaren Gasen korrekt und nachvollziehbar in der Energiebilanz dargestellt werden können.

6.2 Investitionszuschüsse für die Umrüstung und den Neubau von Anlagen forcieren

Neben einem Marktprämienmodell sind auch die Bestimmungen des EAG und deren Umsetzung von großer Relevanz für den Markt. So sind die gemäß EAG jährlich verordneten Investitionszuschüsse aus Sicht der Anlagenbetreiber:innen (auch gegenüber Geldgebern) ein notwendiger Hebel, um Investitionskosten zu verringern und Projekte profitabler zu machen beziehungsweise zu ermöglichen.

Es hat sich gezeigt, dass der erste Fördercall der EAG-Investitionszuschüsseverordnung für Biomethan im Jahr 2024 gut von den Marktteilnehmer:innen angenommen wurde. Eine Weiterführung der Investitionszuschüsse ist daher ausdrücklich zu begrüßen. Des Weiteren kann die Erlassung der noch ausstehenden EAG-Investitionszuschüsseverordnung für erneuerbaren Wasserstoff empfohlen werden. Insbesondere für kleinere Produktionsanlagen könnten diese Zuschüsse ein wichtiger Hebel zur Projektumsetzung sein.

6.3 Marktteilnehmer:innen mit Beratungs- und Informationsangeboten unterstützen

Neben den gesetzlichen Rahmenbedingungen zur finanziellen Unterstützung erneuerbarer Gase kommt der Beratung und Unterstützung von Marktteilnehmer:innen mit Informationsangeboten nach wie vor große Bedeutung zu. Die Servicestelle erneuerbare Gase (SEG)

unterstützt Marktteilnehmer:innen genau in diesen wichtigen Bereichen. Informationsangebote der SEG zu Themen wie der Anrechenbarkeit von Mengen, der Zertifizierung von erneuerbaren Gasen, Genehmigungsverfahren sowie der Handelbarkeit von Mengen und Nachweisen bieten wertvolle Unterstützung und stoßen bei den Marktteilnehmer:innen auf großes Interesse. Wichtige Arbeiten, die auch 2025 vertieft werden sollen, umfassen:

- Webinare (Genehmigungen, nationale und internationale Märkte für erneuerbare Gase et cetera)
- Online-Rechner (z. B. Wasserstoff-Umrechner, CO₂-Bewertungstool für Biomethan)
- Factsheets (Biomethan, Wasserstoff, Zertifizierungen, Märkte, SynGas)
- Informationen zu wichtigen Standortfaktoren, Übersicht zu potenziellen Einspeisemengen
- Vernetzungsveranstaltungen, Konferenzen, Workshops und Matchmaking
- Jährliche Marktberichte mit aktuellen Gestehungskosten für erneuerbare Gase in Österreich

Insbesondere die verstärkte Koordination zwischen Angebot (Produzent:innen) und Nachfrage (Abnehmer:innen) im Bereich der erneuerbaren Gase ist ein wichtiges Betätigungsfeld der SEG für das Jahr 2025. Darüber hinaus wird ein Schwerpunkt der SEG im Jahr 2025 die Unterstützung bei der konkreten Ausgestaltung eines Marktprämienmodells für erneuerbare Gase sein. Durch den jungen Markt für erneuerbare Gase mit der einhergehenden Intransparenz ist auch eine konsequente und transparente Marktbeobachtung essentiell, insbesondere um aktuelle Preisstrukturen darstellen zu können und somit den Wirtschaftsteilnehmer:innen zuverlässige Anhaltspunkte für die Planung zu geben. Die SEG hat sich als unabhängige Beratungseinrichtung als wichtige Anlaufstelle für alle Fragen rund um den Markthochlauf erneuerbarer Gase in Österreich etabliert.

In Österreich gibt es gute Voraussetzungen, um erneuerbare Gase in nennenswertem Ausmaß zu erzeugen. Es gibt viel Know-How in verschiedenen Bereichen, sei es Biogas und Biomethan, Holzgas, synthetisches Methan sowie beim erneuerbaren Wasserstoff. Dies betrifft die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung über die Speicherung, Verteilung bis hin zur Forschung, Entwicklung beziehungsweise Standardisierung und den effizienten Einsatz erneuerbarer Gase zur Substitution fossiler Energie in unterschiedlichsten Anwendungen. Österreichische Marktakteure sind innovativ sowie technologisch und wirtschaftlich kompetent. Wenn die gesetzlichen Rahmenbedingungen zum Ausgleich der Preisdifferenz zwischen erneuerbaren Gasen und fossilem Erdgas entsprechend beschlossen

werden, kann ein rascher Markthochlauf gelingen. Dies wäre im Sinne der Erreichung der Klima- und Energieziele sowie der Versorgungssicherheit und Resilienz dringend notwendig.

Literaturverzeichnis

AEA (2024): Gutachten zu Investitionsförderungen für erneuerbare Gase im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG). Eine Studie im Auftrag des BMK, Wien. **AGCS**

(2024): Statistik Biomethan. Abgerufen am 16.12.2024 von biomethanregister.at/de/statistik

BIP (2023): Insights into the current cost fo biomethane production from real industry data. Abgerufen am 21.11.2024 von bip-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP_TF4-study_Full-slidedeck_Oct2023.pdf

EAG: Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG). BGBl. Nr. 150/2021 idgF. Abgerufen am 12.12.2024 von ris.bka.gv.at/

E-Control (2024): Auszug aus der Strom- und Gasnachweisdatenbank. Abgerufen am 12.12.2024 von anlagenregister.at/

EU-KOM (2024): Approved IPCEIs in the Hydrogen value chain. Abgerufen am 16.12.2024 von competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei/approved-ipceis/hydrogen-value-chain_en

IEA (2024): Renewables 2024. Analysis and forecast to 2030. Abgerufen am 17.12.2024 von iea.org/reports/renewables-2024

IEA (2021): Task 33: Gasification of Biogenic and Waste Feedstocks for a Sustainable Future. Abgerufen am 14.12.2024 von task33.ieabioenergy.com/

IG-Holzskraft (2023): Anlagenbestand Holzgas. Unveröffentlichte Information der IG-Holzskraft.

Klackenberg, L. (2024): Biomethane in Sweden – market overview and policies. Abgerufen am 16.12.2024 von energigas.se/Media/1ernozh/biomethane-in-sweden-240327.pdf

Kochansky & Partners (2023): New biomethane law. Abgerufen am 12.12.2024 von kochanski.pl/en/new-biomethane-law/#:~:text=Biomethane%20production%20will%20be%20a,or%20in%20the%20register%20of

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl der Anlagen zur Produktion von Ökostrom aus erneuerbaren Gasen gemäß Anlagenregister der E-Control.....	10
Abbildung 2: Erdgasverbrauch (inklusive Biomethan) in Österreich	13
Abbildung 3: Prinzip einer Marktprämie.....	29

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Fördermöglichkeiten via Marktprämie für Biogasverstromung gemäß EAG idgF.	11
Tabelle 2: Auswertung der stromeinspeisenden Biogasanlagen nach Größenklassen gemäß Anlagenregister E-Control 2024	12
Tabelle 3: Auswertung der Zählpunkte und Abgabe an Endkund:innen gemäß Marktstatistik Gas der E-Control, 2024.....	13
Tabelle 4: Elektrolyseure in Betrieb (Stand November 2024).....	14
Tabelle 5: Elektrolyseure in Planung beziehungsweise in Bau (Stand November 2024).....	16
Tabelle 6: Überblick über aktuell unentgeltlich verfügbare Preisindizes für Wasserstoff ..	21
Tabelle 7: Investitionskosten (2024) für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff	26
Tabelle 8: Aktuelle Gestehungskosten für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff.....	27
Tabelle 9: Eigenschaften der betrachteten Rohstoffe und deren Kosten	27
Tabelle 10: Förderungen für Biomethan in ausgesuchten EU-Ländern.....	34
Tabelle 11: Ziele ausgewählter EU-Staaten im Bereich Biomethan.....	38
Tabelle 12: Aktuelle Förderungen für erneuerbaren Wasserstoff.....	39
Tabelle 13: Ziele ausgewählter Länder im Bereich Wasserstoff	42
Tabelle 14: Aktuelle IPCEI-Projekte mit Wasserstoffbezug (2024)	43

Abkürzungen

AEA	Austrian Energy Agency
AEL	Alkali-Elektrolyse
AEM	Anionen-Austausch-Membran
AGCS	Gas Clearing and Settlement AG
AW	abfallwirtschaftlich
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
CCUS	Carbon Capture Utilization and Storage
CEGH	Central European Gas Hub
CO ₂	Kohlendioxid
ct	Cent
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EGG	Erneuerbares Gas Gesetz
el	elektrisch
EU	Europäische Union
EU-KOM	Europäische Kommission
EUR	Euro
EWG	Erneuerbare Wärme Gesetz
GOs	Guarantees of Origin (Herkunftsnachweise)
GW	Gigawatt
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunden
H ₂	Wasserstoff (Summenformel)
HKN	Herkunftsnachweis
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
IEA	Internationale Energieagentur (International Energy Agency)
idgF	In der geltenden Fassung

IPCEI	Important Projects of Common European Interest
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen (Wasserstoffgestehungskosten)
LW	landwirtschaftlich
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NH ₃	Ammoniak (Summenformel)
NM ³	Normkubikmeter
OeMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
OPEX	Operational Expenditure (Betriebsausgaben)
OTC	Over the Counter (Handel)
oTM	Organische Trockenmasse
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran)
PJ	Petajoule
PLN	Zloty (Währung)
PPA	Power Purchase Agreement
RED	Renewable Energy Directive
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (flüssige und gasförmige Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs)
SEG	Servicestelle Erneuerbare Gase
SEK	Schwedische Krone (Währung)
SOEL	Solid Oxide Electrolysis (Festoxid-Elektrolyse)
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell
th	thermisch
TM	Trockenmasse
TRL	Technology Readiness Level

TWh	Terrawattstunde
UDB	Union Database
WFöG	Wasserstoffförderungsgesetz

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at