

# Gutachten zu Investitionsförderungen für erneuerbare Gase im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG)

## Bericht/Endbericht

**Verfasst von:** Bernhard Wlcek, Felix Bettin, Jonas  
Hauser, Rudolf Köstler, Benedikt Jaros,  
Lorenz Strimitzer, Österreichische  
Energieagentur

**Beauftragt von:** BMK

**Ort, Datum:** Wien, 02.12.2024

## Impressum

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, ZVR 914305190

Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien

Telefon: +43 1 586 15 24, [office@energyagency.at](mailto:office@energyagency.at), [energyagency.at](http://energyagency.at)

Für den Inhalt verantwortlich: DI Franz Angerer | Gesamtleitung: Bernhard Wlcek

Lektorat: Bernhard Wlcek | Layout: Bernhard Wlcek

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

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.

# Executive Summary

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) hat im Rahmen einer Direktvergabe gem. § 46 BvergG 2018 die Erstellung eines Gutachtens zu Investitionsförderungen für erneuerbare Gase im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) für das Jahr 2025 ausgeschrieben und die Österreichische Energieagentur am 23.07.2024 mit der Erstellung beauftragt.

Das vorliegende Gutachten der Österreichischen Energieagentur umfasst gutachterliche Empfehlungen bzw. 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

## **Investitionskosten für Biomethan**

Um aktuelle Daten zu Investitionskosten für die Berechnungen heranzuziehen, wurde eine Primärerhebung bei Projektentwicklern und Anlagenbauern durchgeführt. Aufgrund überaus dynamischer Preisentwicklungen sind verfügbare Literaturwerte für aktuelle Bewertungen nicht mehr aussagekräftig. Die Analyse von Gesamtinvestitionskosten basiert daher auf aktuellen Primärdaten, welche auch im innereuropäischen Vergleich einen validen Richtpreis für das Bezugsjahr 2024 für die Neuerrichtung von Biomethananlagen (4.069 EUR/kW<sub>th</sub> brennwertbezogen) als auch für die Umrüstung (853 EUR/kW<sub>th</sub> brennwertbezogen) erlauben. Es konnten in den betrachteten Primärdaten keine Skalierungseffekte festgestellt werden. Das ist einerseits auf die geringe Datendichte und den im internationalen Vergleich noch relativ kleinen Leistungsbereich zurückzuführen.

## **Investitionskosten für erneuerbarer Wasserstoff**

Die Analyse von Literatur verdeutlicht, dass Studienergebnisse stark in Abhängigkeit von Erscheinungsjahr, Methodik und betrachteter Region schwanken. Da Rückschlüsse daraus auf den Markthochlauf in Österreich mit Unsicherheit behaftet sein könnten, wurden auch für erneuerbaren Wasserstoff aktuelle Primärdaten von Stakeholdern über die gesamte Wertschöpfungskette anhand von definierten Systemgrenzen und Anwendungsfällen für PEM (Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse) und AEL (Alkali-Elektrolyse) getrennt erhoben. Im Median betragen die erhobenen Investitionskosten 3.000 EUR/kW<sub>el</sub> für PEM und 3.200 EUR/kW<sub>el</sub> für AEL. Diese Werte decken sich sehr gut mit aktuellen Literaturwerte aus internationalen Studien der Jahre 2023 und 2024. Es konnten in den betrachteten Primärdaten keine Skalierungseffekte festgestellt werden. Das ist einerseits auf die geringe Datendichte und den im internationalen Vergleich noch relativ kleinen Leistungsbereich zurückzuführen.

## **Empfehlungen für Investitionsförderungen im Jahr 2025**

Für die Bemessung der höchstzulässigen Fördersätze wurde aufgrund der mangelnden Vergleichsliteratur eine Stakeholder-Befragung durchgeführt, um mit Primärdaten die aktuelle Kostenlage nach multiplen Krisen feststellen zu können. Anhand der Primärdaten wurden Richtwerte für die Investitionskosten angesetzt, an denen sich die höchstzulässigen Fördersätze bemessen. Mit einem höchstzulässigen Fördersatz für kleine Unternehmen von 65%, bzw. 40% für Wasserstoffproduktionsanlagen von 0,5 bis 1MW<sub>el</sub>, ergeben sich folgende Empfehlungen für die valorisierten, höchstzulässigen Fördersätze für das Jahr 2025:

- Biomethan: Umrüstung 559 EUR/kW<sub>th</sub>, Neuerrichtung 2.663 EUR/kW<sub>th</sub>
- Wasserstoff: Anlagen ≥ 0,5 MW<sub>el</sub> und < 1 MW<sub>el</sub>: 1.215 EUR/kW<sub>el</sub>, Anlagen ≥ 1 MW: 1.974 EUR/kW<sub>el</sub>

## **Methodik der Gestehungskostenberechnung**

Sowohl für Biomethan als auch für erneuerbaren Wasserstoff gibt es bislang keine liquiden und transparente Märkte. Aus diesem Grund wurden die Gestehungskosten zur Produktion unter heutigen Bedingungen ohne ausführliche Bewertung historischer Marktergebnisse bestimmt. Gestehungskosten sind dabei als Herleitung aktuell plausibler Preisniveaus, d.h. als untere Grenze der langfristig für Anlagenbetreiber zu erlösende Preise, zu verstehen. Methodisch wurden die Levelized Costs of Energy (LCOE) für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff in EUR/MWh<sub>th</sub> bestimmt. Hierfür wurden die Kosten der Gasbereitstellung diskontiert, aufsummiert und durch die mit dem angemessenen Zinssatz diskontierte Summe der erzeugten Gasmengen geteilt. Als Investitionsjahr wurde 2025, als erstes Betriebsjahr 2026 angesetzt, die Betriebsdauer beträgt 20 Jahre. Ein Restwert der Anlage nach diesem Zeitraum sowie zusätzliche Erzeugungsmengen durch eine längere Betriebsdauer wurden nicht betrachtet.

### **Gestehungskosten Biomethan**

Die Gestehungskosten von Biomethan wurden für drei unterschiedliche, typische Anlagen berechnet, welche unterschiedliche Produktionskapazitäten und plausible Substratzusammensetzungen widerspiegeln.

Die Gestehungskosten für Biomethan mit den angesetzten Richtwerten belaufen sich für die günstigste Anlage auf 177 EUR/MWh<sub>th</sub> ohne Investitionszuschuss und 146 EUR/MWh<sub>th</sub> mit Zuschuss. Setzt man abseits der betrachteten Konzepte günstige, aber realistische Richtwerte für CAPEX und OPEX an, ergeben sich Gestehungskosten von 107 EUR/MWh<sub>th</sub>.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt einen großen Einfluss der Betriebskosten auf die Gestehungskosten, aber auch, dass Investitionszuschüsse einen wahrnehmbaren Effekt besitzen.

### **Gestehungskosten erneuerbarer Wasserstoff**

Die Gestehungskosten bei der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in Österreich belaufen sich bei vollständigem Bezug des Stroms aus dem Netz und gewählten Abnahmeverträgen im besten Fall auf 343 EUR/MWh (heizwertbezogen). Dies entspricht Kosten von 11,45 EUR/kg. Aufgrund der Stromentgeltbefreiung und Förderungen ergeben sich in Abhängigkeit der Unternehmens- und Anlagengröße jedoch gewisse Unterschiede. Bei den durchgeführten Sensitivitätsanalysen wird v.a. der große Einfluss des Strompreises und der Effizienz deutlich.

### **EU-weiter Vergleich der Förderinstrumente**

In der EU findet das Instrument der Investitionsförderung für Biomethananlagen kaum Anwendung, während es für Produktionsanlagen von grünem Wasserstoff weit verbreitet ist. Die in diesem Gutachten empfohlenen maximalen Fördersätze für Neuerrichtung und Umrüstung sind im Vergleich mit den Förderprogrammen von Deutschland (nur Bayern) und Italien eher hoch. Die beiden Länder haben allerdings auch kumulierbare Betriebsförderungen, was in Österreich nicht der Fall ist und damit höhere Investitionszuschüsse zulässig sind. Für erneuerbaren Wasserstoff sind die Förderinstrumente sehr inhomogen, was einen Vergleich erschwert. Die in diesem Gutachten empfohlenen Fördersätze orientieren sich eher an den höheren Vergleichswerten anderer EU-Länder, allerdings ist das gesamte Fördervolumen in Österreich deutlich geringer als im EU-Vergleich.

# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	7
2	Status Quo .....	8
2.1	Biomethan .....	8
2.2	Wasserstoff.....	9
3	Rechtliche Rahmenbedingungen .....	11
3.1	§ 59 EAG- Allgemeine Bestimmungen .....	11
3.2	§ 60 EAG- Investitionszuschüsse für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen.....	11
3.3	§ 61 EAG- Investitionszuschüsse für zu errichtende Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas12	
3.4	§ 62 EAG- Investitionszuschüsse für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas .....	12
3.5	EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Gas (2024).....	12
3.6	EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Wasserstoff.....	13
4	Investitionskosten .....	14
4.1	Biomethan .....	14
4.1.1	Ergebnis Datenerhebung.....	15
4.1.2	Literatur .....	18
4.1.3	Zusammenfassung.....	18
4.2	Wasserstoff.....	19
4.2.1	Literatur .....	19
4.2.2	Stakeholderbefragung .....	22
4.2.3	Zusammenfassung.....	25
5	Gestehungskosten.....	28
5.1	Allgemeine Annahmen .....	28
5.2	Biomethan .....	32
5.2.1	Datengrundlagen .....	32
5.2.1.1	Rohstoffe .....	33
5.2.1.2	Betriebskosten.....	35
5.2.2	Ergebnisse.....	36
5.2.3	Sensitivitätsanalysen .....	37
5.3	Wasserstoff.....	38
5.3.1	Datengrundlagen .....	38
5.3.1.1	Stromkosten .....	39
5.3.2	Ergebnisse.....	41
5.3.3	Sensitivitätsanalysen .....	42
6	Darstellung der Förderungen in ausgewählten EU-Ländern .....	44
6.1	Biomethan .....	44
6.1.1	Deutschland.....	44
6.1.2	Dänemark .....	45
6.1.3	Frankreich.....	46
6.1.4	Italien.....	46
6.1.5	Niederlande .....	47
6.2	Wasserstoff.....	48
6.2.1	Mitgliedsstaaten übergreifende Projekte .....	48
6.2.2	Spanien .....	49
6.2.3	Niederlande .....	51
6.2.4	Norwegen .....	51
6.2.5	Italien.....	52

6.2.6	Deutschland.....	53
6.2.7	Großbritannien.....	54
6.3	Vergleich der Investitionsförderungen.....	55
	Literatur.....	59
	Abbildungsverzeichnis.....	63
	Tabellenverzeichnis.....	65

# 1 Einleitung

Erneuerbare Gase nehmen aktuell im österreichischen Energiesystem eine untergeordnete Rolle ein, gelten aber als Schlüsselement für die Erreichung der Klimaziele. Sie bieten nicht nur eine nachhaltige Alternative zu fossilem Erdgas, sondern tragen auch maßgeblich zur Defossilisierung verschiedener Sektoren bei. Im Zuge der Energiewende wird erwartet, dass erneuerbare Gase eine zentrale Funktion in einem integrierten, klimaneutralen Energiesystem übernehmen, indem sie einerseits die Flexibilität und Stabilität der Energieversorgung gewährleisten und andererseits als Langzeitspeicher für Energie aus erneuerbaren Quellen dienen.

Biomethan, das aus der Aufbereitung von Biogas gewonnen wird, ist ein Substitut für fossiles Erdgas und kann nahtlos in bestehende Gasinfrastrukturen integriert werden. Mit seiner Fähigkeit, Treibhausgasemissionen erheblich zu senken, ist es ein unverzichtbarer Bestandteil der österreichischen Klimastrategie. In Ergänzung dazu ermöglicht Wasserstoff, insbesondere grüner Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom durch Elektrolyse erzeugt wird, neue Möglichkeiten für die Dekarbonisierung schwer abbaubarer Sektoren wie der Schwerindustrie und des Schwerlastverkehrs. In Kombination bilden Biomethan und Wasserstoff ein starkes Fundament für ein nachhaltiges und flexibles Energiesystem.

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) hebt die Bedeutung dieser Gase ausdrücklich hervor. Es definiert klare Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und unterstreicht die Notwendigkeit einer strategischen Integration erneuerbarer Gase in das Energiesystem. Insbesondere §§ 59 bis 62 des EAG legen den Fokus auf die Förderung von Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbaren Gasen. In Österreich besitzen aktuell nur die Biomethanproduktion aus anaerober Vergärung und die Produktion von grünem Wasserstoff aus Strom praktische Relevanz, weshalb sich dieses Gutachten auch auf diese beiden Technologien beschränkt.

Die im Rahmen der EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Gas (IZV-Gas) festgelegten Fördersätze sollen sicherstellen, dass Investitionen in erneuerbare Gase wirtschaftlich attraktiv werden. Dafür sind kontinuierliche Anpassungen der Fördersätze notwendig, um auf sich verändernde Marktbedingungen, technologische Entwicklungen und wirtschaftliche Herausforderungen zu reagieren. Die Kostenstrukturen von Anlagen zur Erzeugung von Biomethan und Wasserstoff, die technologischen Anforderungen und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen haben sich in den letzten Jahren dynamisch entwickelt. Dies erfordert eine aktualisierte Festsetzung der Fördersätze, um die Attraktivität der Investitionen zu verbessern und gleichzeitig eine effiziente Nutzung der verfügbaren Fördermittel zu gewährleisten.

Dieses Gutachten hat zum Ziel, neue Fördersätze für Investitionszuschüsse festzulegen, die den Anforderungen eines modernen Energiesystems gerecht werden. Die Neufestsetzung basiert auf den rechtlichen Vorgaben des EAG, berücksichtigt die strategische Bedeutung erneuerbarer Gase und reagiert auf die veränderten Rahmenbedingungen. Ziel ist es, ein Fördersystem zu schaffen, das technologische Innovation, wirtschaftliche Effizienz und ökologische Nachhaltigkeit gleichermaßen fördert. Nur durch eine präzise und vorausschauende Gestaltung der Fördersätze kann gewährleistet werden, dass erneuerbare Gase wie Biomethan und Wasserstoff ihre potenzielle Wirkung im österreichischen Energiesystem voll entfalten und Österreich auf dem Weg zur Klimaneutralität entscheidend voranbringen.

## 2 Status Quo

### 2.1 Biomethan

Die Biomethaneinspeisung in Österreich stagniert seit einigen Jahren, wobei im Jahr 2023 13 Biomethananlagen bei der E-Control registriert waren (E-Control, 2024). Diese Anlagen bekamen 2022 für 122 GWh<sub>th</sub>, und 2023 für 123 GWh<sub>th</sub> Herkunftsnachweise ausgestellt. Die Zeitreihe beginnt mit 2022, da mit diesem Jahr die Kennzeichnungsverordnung in Kraft getreten ist.

Der AGCS liegt eine längere Zeitreihe der Biomethaneinspeisung vor (siehe Abbildung 1). Aus der Grafik lässt sich ablesen, dass bereits eine längere Phase der Stagnation bei der Biomethanproduktion anhält. Für die monatlich ins öffentliche Gasnetz eingespeisten Nettoerzeugungsmengen, welche vom Netzbetreiber in die Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control eingetragen werden, erfolgt durch die E-Control eine Ausstellung eines Herkunftsnachweises (HKN). Die Differenz der Daten der E-Control bzw. der AGCS ergeben sich daraus, dass nicht die gesamten, eingespeisten Mengen eingetragen bzw. einen Herkunftsnachweis (HKN) erhalten haben.

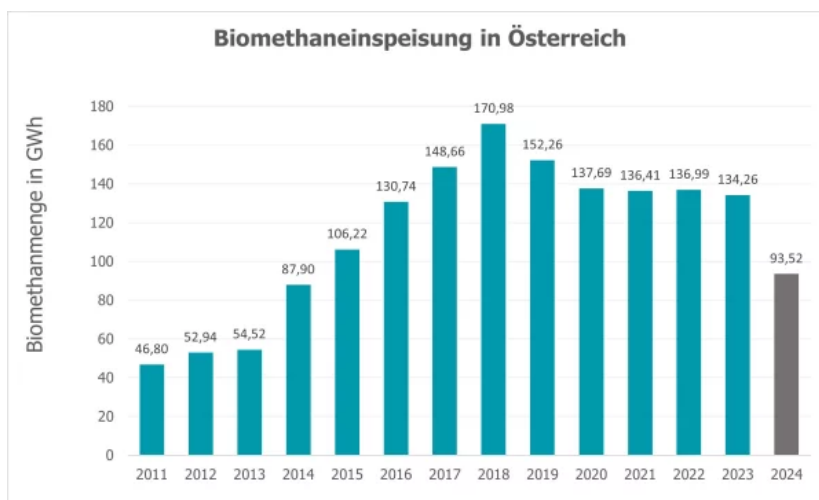


Abbildung 1: Eingespeiste Biomethanmengen von 2011 bis 2024 (AGCS Biomethanregister, 2024)

Die Stagnation in der Biomethanproduktion ist auf ungenügende Förderungen zurückzuführen. Während in den Jahren nach 2002 mit dem Ökostromgesetz ein klarer Fokus auf die Verstromung von Biogas gesetzt wurde, ging mit Inkrafttreten des EAG dieser auf die Biomethanproduktion und dessen Netzeinspeisung über. Während verstromende Anlagen über weite Strecken mit Einspeisetarifen rechnen konnten, gab es für die Einspeisung von Biomethan keine finanziellen Stützen. Aufgrund des preislichen Wettbewerbsnachteils von Biomethan gegenüber dem deutlich günstigeren Erdgas und fehlender Möglichkeiten zur Einpreisung externer Nutzen der Biomethanproduktion wie Treibhausgaseinsparung, Unterstützung der Kreislaufwirtschaft, Substitution von mineralischem Dünger, etc., konnte kein Markthochlauf verzeichnet werden. Das Inkrafttreten der IZV-Gas im Jahr 2024 und dem damit einhergehenden ersten Förderfenster im Herbst 2024 markiert eine wichtige finanzielle Unterstützung der Biomethan-Produktion in Österreich. Das Fehlen einer Betriebsförderung hebt die Bedeutung dieses Förderungsmechanismus noch weiter an.

Die multiplen Krisen der letzten Jahre, allen voran die Corona-Pandemie, die damit verbundenen Lieferengpässe und der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, alles umschlossen von signifikanten Inflations- und damit Preissteigerungen, haben den Markt stark verändert. Es sind Komponentenkosten gestiegen, aber auch Arbeitskraft und beispielsweise Baumaterial und Rohstoffe. Diesem Umstand ist es geschuldet, dass erhobene Daten vor 2022 zur Bewertung der aktuellen Situation kaum Bedeutung zukommt, weil viele vormals kontinuierliche Entwicklungen (wie zum Beispiel Preissteigerungen) unterbrochen wurden und damit Fortschreibungen für die kommenden Jahre nicht valide sind. Aus diesem Grund stützt sich dieses Gutachten insbesondere auf aktuelle Primärdaten.

## 2.2 Wasserstoff

Die Produktion von grünem Wasserstoff in Österreich befindet sich noch in einer frühen Phase und es können schwer valide Aussagen über die aktuellen Produktionsmengen getroffen werden. Die Statistik Austria führt seit wenigen Jahren eine an die Struktur der Energiebilanz angeglichene Wasserstoffbilanz (siehe Abbildung 2), wobei hier keine Qualifizierung der Nachhaltigkeit erfolgt.

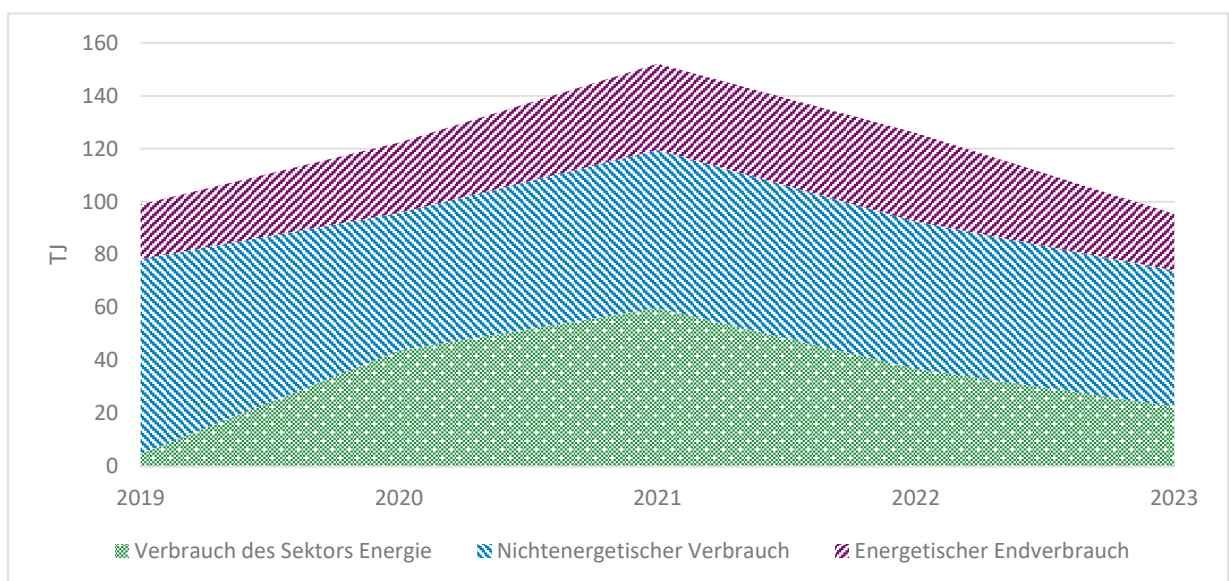


Abbildung 2: Energiebilanz für Wasserstoff (Statistik Austria, 2024)

Die bei Funktionstüchtigkeit bereits produzierenden Anlagen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Übersicht über die bestehenden Wasserstoffproduktionsanlagen, Stand November 2024 (HyPa, 2024)

Name	Standort	Anschlussleistung
Underground Sun Conversion – USC	Pilsbach (OÖ)	0,5 MW
H2FUTURE	Linz (OÖ)	6 MW
HotFlex	Mellach (Stmk.)	0,15 MW
Renewable Gasfield	Gabersdorf (Stmk.)	1 MW
Fronius SolHub	Herzogenburg (NÖ)	0,3 MW
DEMO4GRID - Demonstration for Grid Services	Völs (T)	3,2 MW

Name	Standort	Anschlussleistung
Underground Sun Storage 2030 - USS 2030	Gampern (OÖ)	2 MW
HySnow / HyFleet	Hinterstoder (OÖ)	10 kW
H2Pioneer	Villach (Ktn.)	2 MW
Wien Energie	Simmering (W)	3 MW

Tabelle 2 zeigt eine Übersicht über die bekannten, geplanten Projektvorhaben zur Produktion von grünem Wasserstoff.

Tabelle 2: Geplante Wasserstoffproduktionsstätten, Stand November 2024 (HyPa, 2024)

Name	Standort	Anschlussleistung
Power2X	Kufstein (T)	5 MW
UpHyII	Schwechat (NÖ)	10 MW
LAT Nitrogen/Verbund	Linz (OÖ)	60 MW
Plansee	Reutte (T)	4 MW
IFE-Innovation Flüssige Energie	Graz (Stmk.)	1 MW
PanHy–Pannonia Green Hydrogen	Zurndorf (Bgld.)	60 MW
P2X Jenbach	Jenbach (T)	2 MW
UpHy Large	Bruck an der Leitha (NÖ)	200 MW
DeCarB	Arnoldstein (Ktn.)	2 MW

# 3 Rechtliche Rahmenbedingungen

## 3.1 § 59 EAG- Allgemeine Bestimmungen

§ 59 EAG legt die grundlegenden Rahmenbedingungen für Investitionszuschüsse zur Förderung von Anlagen fest, die erneuerbares Gas erzeugen. Diese Zuschüsse sollen die Transformation hin zu einer nachhaltigen Energieproduktion unterstützen. Förderfähig sind Projekte, die den technischen Anforderungen entsprechen und an das öffentliche Gasnetz angeschlossen sind. Die Einreichung von Förderanträgen erfolgt in sogenannten Fördercalls, bei denen die Antragsteller ein festgelegtes Zeitfenster nutzen müssen, um ihre Projekte bei der EAG-Förderabwicklungsstelle (OeMAG – Abwicklungsstelle für Ökostrom AG) anzumelden.

Die Reihenfolge der Bearbeitung der Anträge richtet sich nach ihrem Einlangen. Dies soll sicherstellen, dass die Fördermittel effizient und fair verteilt werden. Mittel, die innerhalb eines Fördercalls nicht vollständig ausgeschöpft werden, können auf spätere Calls übertragen werden. Projekte, die nur teilweise gefördert werden können, können ebenfalls für künftige Fördermittel berücksichtigt werden.

Investitionszuschüsse über 100.000 Euro werden nur dann gewährt, wenn die Bundesministerin eine Empfehlung des Energiebeirats berücksichtigt und eine positive Entscheidung trifft. Dabei besteht jedoch kein rechtlicher Anspruch auf die Gewährung eines Zuschusses.

## 3.2 § 60 EAG- Investitionszuschüsse für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen

In § 60 EAG wird die Förderung für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen geregelt. Ziel dieser Maßnahme ist es, bestehende Infrastrukturen zu modernisieren und auf die Produktion von erneuerbarem Gas umzustellen. Förderfähig sind Biogasanlagen, die nach der Umrüstung definierte Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllen. Dazu gehört, dass höchstens 50% der eingesetzten Brennstoffe aus bestimmten Kulturpflanzen stammen dürfen, um eine übermäßige Nutzung landwirtschaftlicher Flächen für Energiezwecke zu vermeiden. Zusätzlich muss der Antragsteller ein Konzept zur Rohstoffversorgung und Verwertung für die ersten fünf Betriebsjahre vorlegen, das sicherstellt, dass die Umstellung langfristig nachhaltig bleibt.

Die Fördermittel umfassen Kosten für die Umstellung auf erneuerbares Gas, darunter die Modernisierung von Gasaufbereitungsanlagen, den Austausch oder die Erweiterung technischer Komponenten und gegebenenfalls eine Leistungserhöhung. Langfristig sollen diese Maßnahmen dazu beitragen, die Effizienz und Nachhaltigkeit der Biogasanlagen zu steigern. Zukünftig werden diese Anforderungen verschärft, wobei für einen Antrag ab 1.1.2025 nur noch 30% der eingesetzten Brennstoffe aus der Kulturart Getreide und anderen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen bestehen dürfen. Ab 1.1.2027 wird diese Grenze auf 15% weiter abgesenkt.

Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse gemäß Abs. 1 und 2 betragen 15 Millionen Euro. Die Fördersätze sind so gestaltet, dass bis zu 45% der förderfähigen Investitionskosten abgedeckt werden können. Die Höhe des Investitionszuschusses ist durch Verordnung festzulegen und umfasst die Errichtung der Gasaufbereitungsanlage, die Umrüstung der Anlage im Zusammenhang mit geändertem Rohstoffeinsatz sowie für eine allfällige Leistungserweiterung der Erzeugung im Zuge der Umrüstung erforderliche Investitionsvolumen, jedoch keine Grundstückskosten.

### 3.3 § 61 EAG- Investitionszuschüsse für zu errichtende Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas

§ 61 EAG definiert die Förderung für neue Anlagen, die zur Erzeugung von erneuerbarem Gas errichtet werden. Hierbei steht die Schaffung zusätzlicher Kapazitäten im Vordergrund, um die Produktion von Gas aus erneuerbaren Quellen zu steigern. Förderfähig sind nur Anlagen, die überwiegend – das heißt zu mindestens 90% – erneuerbare Brennstoffe einsetzen. Ab 1.1.2025 dürfen nur noch Brennstoffe eingesetzt werden, die ausschließlich aus Biomasse in Form von biologisch abbaubaren Abfällen und/oder Reststoffen bestehen.

Die Fördersätze sind so gestaltet, dass bis zu 45% der förderfähigen Investitionskosten abgedeckt werden können, wobei für kleine und mittlere Unternehmen Zuschläge zulässig sind. Die Fördermittel hierfür umfassen 25 Millionen Euro.

### 3.4 § 62 EAG- Investitionszuschüsse für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas

§ 62 EAG regelt die Rahmenbedingungen für Investitionszuschüsse, die Anlagen fördern sollen, die Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder synthetisches Gas umwandeln. Gefördert werden ausschließlich Anlagen, die eine elektrische Mindestleistung von 1 MW aufweisen und erneuerbare Elektrizität in Wasserstoff oder synthetisches Gas umwandeln. Eine wichtige Einschränkung besteht darin, dass Anlagen, die Wasserstoff direkt in das öffentliche Gasnetz einspeisen, nicht förderfähig sind.

Die Fördersätze sind so gestaltet, dass bis zu 45% der förderfähigen Investitionskosten abgedeckt werden können, wobei für kleine und mittlere Unternehmen Zuschläge zulässig sind. Die Fördermittel hierfür umfassen 40 Millionen Euro.

### 3.5 EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Gas (2024)

Diese Verordnung gilt für die Durchführung und Abwicklung von Investitionszuschüssen gemäß §§ 59, 60 und 61 des EAG. Sie deckt ausschließlich Projekte ab, die Förderverträge mit der EAG-Förderabwicklungsstelle abgeschlossen haben. Für Förderungen über 30 Millionen Euro pro Projekt ist eine Einzelnotifikation gemäß EU-Beihilferecht erforderlich.

Förderfähig sind Investitionen in:

- Die Umrüstung bestehender Biogasanlagen.
- Die Errichtung neuer Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung erneuerbarer Gase. Doppelförderungen aus anderen Quellen (z. B. Klima- und Energiefonds) sind ausgeschlossen. Antragsteller müssen alle bestehenden oder geplanten Förderansuchen offenlegen.

Für 2024 folgende Fördermittel und -sätze für Förderanträge definiert:

- Umrüstung bestehender Biogasanlagen: 15 Mio. Euro (Fördersatz: 349 EUR/kW).
- Neuerrichtung von Anlagen: 25 Mio. Euro (Fördersätze variieren je nach Technologie zwischen 1.203 für Biomethan und 1.298 EUR/kW für Gasifikation).

Förderfähig sind ausschließlich Kosten, die direkt mit der Errichtung oder Umrüstung in Zusammenhang stehen. Nicht förderfähig sind z. B. Grundstückskosten, Steuern, Netzausbaumaßnahmen über 500 m, Finanzierungskosten oder Eigenleistungen.

Die maximale Förderquote beträgt:

- 65% der förderfähigen Kosten für kleine Unternehmen (<50 Beschäftigte; Jahresumsatz/Jahresbilanz nicht über 10 Millionen)
- 55% für mittlere Unternehmen (<250 Beschäftigte; Jahresumsatz höchstens 50 Mio., Jahresbilanzsumme höchstens 43 Mio.)
- 45% für große Unternehmen.

Die Höhe richtet sich nach EU-Vorgaben und verfügbaren Mitteln.

### 3.6 EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Wasserstoff

An dieser Stelle ist anzumerken, dass noch keine Investitionszuschüsseverordnung in Kraft gesetzt wurde, welche Förderungen nach diesem Paragraphen abdeckt. Aus diesem Grund kann dieses Gutachten nur auf Annahmen basieren, welche analog zu der bereits in Kraft getretenen EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Gas gesetzt werden. Weiters wird angenommen, dass ausschließlich die Anlage zur Produktion von Wasserstoff förderfähig ist und darüberhinausgehende Speicherung, Transport- und Lieferinfrastruktur ausgeschlossen sind.

# 4 Investitionskosten

## 4.1 Biomethan

Die Technik zur Biomethanproduktion hängt stark von den individuellen Rahmenbedingungen der Anlagen ab. Sie unterscheidet sich insbesondere nach Art der eingesetzten Substrate, den räumlichen Gegebenheiten vor Ort, des Netzanschlusses und der Verwertungswege des Gärrests. Das stellt eine einheitliche Analyse von Biomethananlagen vor eine Herausforderung. Es wurde daher für dieses Gutachten der Ansatz gewählt, dass drei verschiedene Größenklassen (100, 200 und 400 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h) angesetzt wurden und ein dafür typischer Rohstoffmix angenommen wurde. Die untere Größenklasse wurde mit 100 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h so gewählt, dass sie unter gegebenen Kosten- und Marktbedingungen das Minimum der darstellbaren Kosten markiert. Zwar gibt es am Markt kleinere Anlagen, aber diese haben in Österreich geringe Marktrelevanz und werden daher bei den weiteren Betrachtungen nicht berücksichtigt. Weiters wurde die Obergrenze von 400 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h angesetzt, da Anlagen darüber aufgrund der benötigten Substratmenge eine UVP-Pflicht hervorrufen würden. Es gibt mit Sicherheit Standorte mit höheren Rohstoff-Potentialen, aber auch diese können nicht als repräsentativ bewertet werden. Bezüglich der Umrüstung wurde die Größenklasse 400 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h nicht betrachtet, da aufgrund der fehlenden verstromenden Anlagen in dieser Größenklasse keine Umrüstungen in diesem Bereich zu erwarten sind.

Die Rohstoffauswahl wurde ebenfalls so gewählt, dass sie zwar Grenzfälle abbildet, aber trotzdem für die gewählten Anlagengrößen realistisch sind. Ab 1.1.2025 tritt eine Verschärfung der Vorgaben für die einzusetzenden Rohstoffe in neu zu errichtenden Anlagen in Kraft, nach welcher „die eingesetzten Brennstoffe ausschließlich aus Biomasse in Form von biologisch abbaubaren Abfällen und/oder Reststoffen bestehen“ müssen (EAG §61 Abs.2). Daher wurde die Rohstoffauswahl auf diese Stoffe eingeschränkt.

Wie in Kapitel 2.1 bereits angeführt ist die aktuelle Datenlage zur Bewertung der Investitionskosten schlecht. Einerseits wurden keine Neuanlagen gebaut und andererseits gab es keine Förderprogramme, welche auf umfangreiche und detaillierte Kostenstrukturen Rückschlüsse erlauben würden. Einzig die Informationen aus dem Zwischenstand der ersten Ausschreibung der IZV-Gas liegt den Gutachtern vor, auf welche zwar in weiterer Folge Bezug genommen wird, aber auf Grund des geringen Umfangs der Einreichungen (vier Einreichungen für Neuerrichtung und vier für Umrüstung) können die Ergebnisse nicht im Detail dargestellt werden. Es wurde daher ein umfangreicher Stakeholder-Prozess durchgeführt, in dessen Zuge aktuelle Primärdaten über Anlagenkosten erhoben werden sollten. Gefragt wurde nach einer Aufschlüsselung der Investitionskosten nach den wesentlichen Kostenkomponenten:

- Engineering (Planung)
- Bau- und Metallarbeiten
- Substratlagerung, -vorbehandlung und Beschickung
- Fermenter und Gärrestlager inkl. Pumpen und Separation
- Speicher
- Biomethan-Aufreinigungsanlage
- Mess- und Regeltechnik

Diese Kostenkomponenten sollten jeweils für die drei unterschiedlichen Anlagengrößen angegeben werden.

Aufgrund einer fehlenden Auskunftspflicht basierten die Rückmeldungen ausschließlich auf Freiwilligkeit, welche nach Abschluss des Prozesses als nicht ausgeprägt erkannt wurde, wie in Tabelle 3 zu sehen ist.

Tabelle 3: Übersicht über den Stakeholder-Prozess für Biomethan

Art der Stakeholder	Anzahl an Stakeholdern erhoben	Anzahl an Rückmeldungen
Biomethan - Anlagenbau	13	3
Biomethan - Umrüstung	2	1
Biomethan - Abfallsammlung	6	-
<b>Summe Biomethan</b>	<b>21</b>	<b>4</b>

Es wurden insgesamt 21 Unternehmen angefragt, wobei vier Rückmeldung eingelangt sind. Diese Rückmeldungen beinhalteten auch keine konsistente Aufteilung der Komponentenkosten, aber waren dennoch ein wichtiger Anhaltspunkt für die Bemessung der Investitionskosten.

Zusätzlich zu den Daten der Stakeholder wurden die Informationen der aktuellen Ausschreibung der IZV-Gas in die Datengrundlage einbezogen. Weiters wurde vom Kompost- und Biogasverband Österreich (KBVÖ) ebenfalls jeweils eine Kostenschätzung pro Anlagengröße mit einbezogen.

#### 4.1.1 Ergebnis Datenerhebung

Aufgrund der spärlichen Rückmeldung durch die Unternehmen und der Zusicherung der Geheimhaltung werden die Daten der drei Quellen gemeinsam betrachtet, um Rückschlüsse auf einzelne Projekte oder Unternehmen zu verhindern. Es muss hier jedenfalls angemerkt werden, dass auch innerhalb der Daten einer Quelle keine eindeutigen Verzerrungen, in die eine oder andere Richtung erkennbar waren und daher eine gemeinsame Betrachtung als zulässig erachtet wird.

Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen die erhobenen spezifischen Investitionskosten für die Neuerrichtung von, beziehungsweise die Umrüstung auf Biomethananlagen.

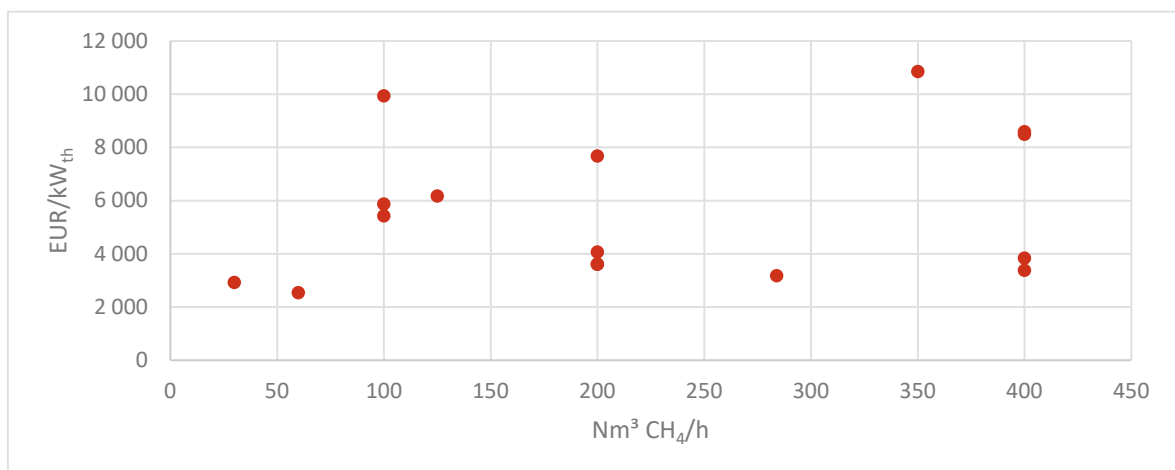


Abbildung 3: Spezifische Investitionskosten für die Neuerrichtung von Biomethananlagen in Abhängigkeit von der Produktionskapazität

Bei den erhaltenen Daten zum Neubau ist einerseits eine starke Streuung der Investitionskosten erkennbar und jedenfalls keine eindeutige Kostenkurve.

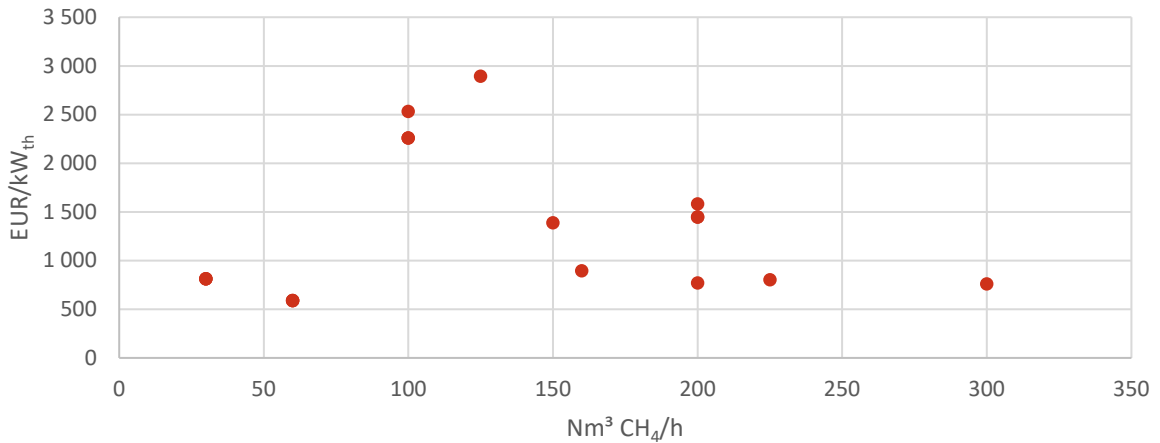


Abbildung 4: Spezifische Investitionskosten für die Umrüstung von Biomethananlagen in Abhängigkeit von der Produktionskapazität

Auch bei den Daten zu den Umrüstungen konnte keine eindeutige Kostenkurve festgestellt werden, wobei die Daten weniger streuen als bei den Daten zum Neubau, was nicht verwundert, da bei den Kosten der Umrüstung weniger Kostenkomponenten berücksichtigt werden müssen und die Aufreinigungsanlage den Großteil der Investitionskosten ausmacht.

Da keine klaren Kostenkurven ersichtlich sind, werden die verfügbaren Daten gemeinsam deskriptiv betrachtet. In Abbildung 5 sind die Gesamtkosten für die Neuerrichtung und Umrüstung zusammengefasst dargestellt.

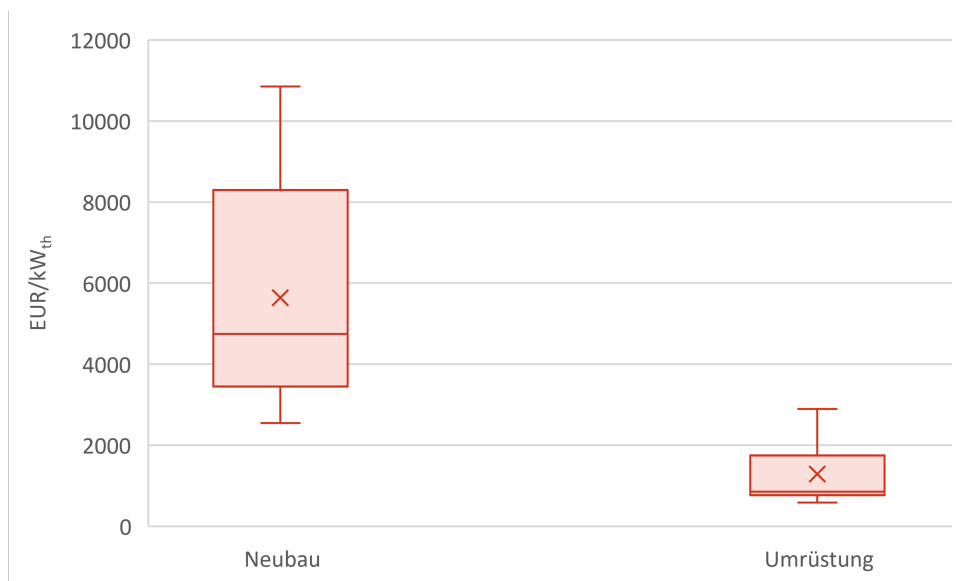


Abbildung 5: Boxplot für die Ergebnisse der Stakeholderbefragung für Biomethan

Es scheint den Autoren sinnvoll, zur Festlegung der maximal zulässigen Fördersätze den Median der Daten heranzuziehen, da jeweils die Hälfte der spezifischen Investitionskosten darunter und darüber liegen. Es macht weiters Sinn, den Fördersatz an kosteneffizienten Anlagen zu orientieren, wobei sich der Median der Daten

eher am unteren Ende der spezifischen Kosten orientiert und daher als geeignete Bemessungsgrundlage erscheint.

Tabelle 4: Deskriptive Eigenschaften der Daten zu den spezifischen Investitionskosten

Anlagenart	Mittelwert [EUR/kW <sub>th</sub> ]	Median [EUR/kW <sub>th</sub> ]
Neubau	5.426	4.069
Umrüstung	1.291	853

Damit ergeben sich als Bemessungsgrundlage für die Neuerrichtung von Biomethananlagen spezifische Kosten von 4.069 EUR/kW<sub>th</sub> und für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen 853 EUR/kW<sub>th</sub> im Jahr 2024.

Valorisiert man diese Kosten mit dem Mischindex für Preissteigerungen für das Jahr 2025 von 0,71% (siehe Kapitel 5.1) ergeben sich damit Investitionskosten für die Neuerrichtung von 4.097 EUR/kW<sub>th</sub> und für die Umrüstung von 859 EUR/kW<sub>th</sub>.

Die zulässigen Fördersätze dürfen bis zu 45% betragen, wobei nach AGVO ((EU) Nr. 651/2014) für mittlere Unternehmen ein Zuschlag von 10%, und für kleine Unternehmen von 20% zulässig sind, was auch unter EAG §60 und §61 jeweils Abs.4 und in der aktuellen IZV-Gas entsprechend reflektiert ist. Damit ergibt sich ein maximaler zulässiger Fördersatz von 65%, welcher zur Bemessung des höchstzulässigen Fördersatzes herangezogen wird.

Unternehmensgröße	Förderanteil der förderfähigen Kosten	Max. Fördersatz Neuerrichtung [EUR/kW <sub>th</sub> ]	Max. Fördersatz Umrüstung [EUR/kW <sub>th</sub> ]
kleine Unternehmen	65%	2.663	559
mittlere Unternehmen	55%	2.253	472
große Unternehmen	45%	1.844	387

Damit ergibt sich ein höchstzulässiger Fördersatz für die Neuerrichtung von Biomethananlagen von 2 663 EUR/kW<sub>th</sub> und für die Umrüstung 559 EUR/kW<sub>th</sub> (brennwertbezogen).

Die Auswirkungen der Investitionsförderung auf die Gestehungskosten von Biomethan werden in Kapitel 5.2 analysiert. An dieser Stelle kann den Betrachtungen vorweggenommen werden, dass die Investitionskosten, und damit auch ein Investitionszuschuss, überschaubaren Einfluss auf die Gestehungskosten hat. Da der einzige konkurrierende Energieträger zu Biomethan Erdgas ist, und die Gestehungskosten von Biomethan trotz des empfohlenen Investitionszuschusses deutlich über dem Erdgaspreis zu liegen kommen, ist selbst durch eine Ausschöpfung des höchstzulässigen Fördersatzes keine Marktverzerrung zu erwarten.

### 4.1.2 Literatur

Aktuelle Vergleichsliteratur ist de facto nicht vorhanden. Durch die bereits erwähnten disruptiven Ereignisse der letzten zwei bis vier Jahre können Literaturwerte aus älteren Publikationen kaum mehr herangezogen werden. Die einzige vergleichbare und aktuelle Quelle stammt von der „Biomethane Industrial Partnership“ (BIP), einer durch die EU ins Leben gerufene Gruppe an Fachleuten aus Politik und Wirtschaft zur Koordination des Ausbaus von Biomethan. Diese Gruppe hat 2023 eine Abschätzung der Investitionskosten publiziert (siehe Abbildung 6).

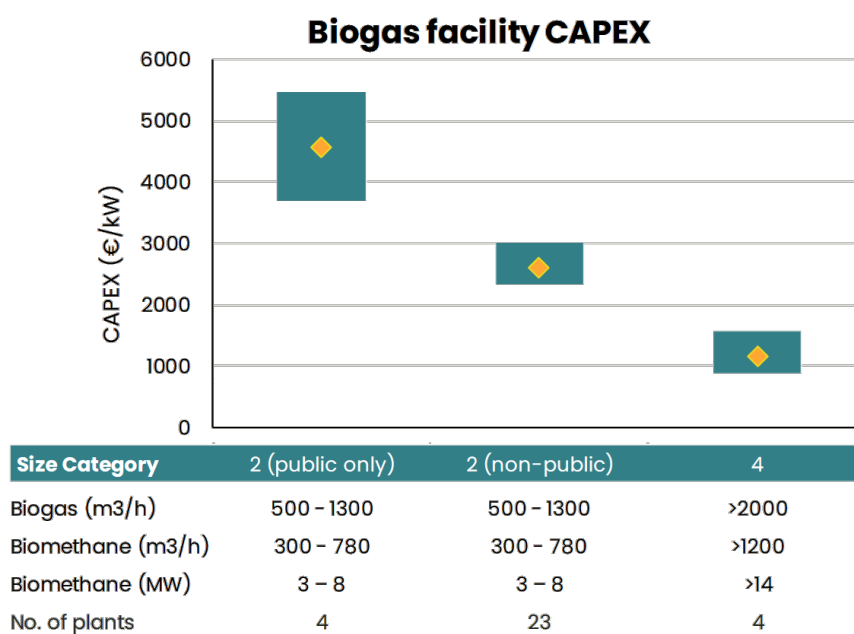


Abbildung 6: CAPEX nach Anlagengröße und Feedstock (BIP, 2023)

Einerseits ist anzumerken, dass die von der BIP betrachteten Anlagen am oberen Ende der in diesem Gutachten betrachteten Anlagengrößen liegen, beziehungsweise noch deutlich darüber. Da bei diesen Größen ein Effekt der wirtschaftlichen Skalierung sichtbar ist, kann davon ausgegangen werden, dass die Preisniveaus von (tendenziell kleineren) Anlagen in Österreich höher liegen. Setzt man die zur Bemessung des höchstzulässigen Fördersatzes empfohlenen Investitionskosten von 4.097 EUR/kW<sub>th</sub> in Vergleich, erscheinen diese valide.

### 4.1.3 Zusammenfassung

Multiple Krisen verursachten und verursachen weiterhin signifikante Verwerfungen am Energie- und insbesondere am Gasmarkt. Vergangene Studien können kaum mehr zur Bewertung der Kostenstruktur herangezogen werden und durch die geringe Bauaktivität bei Biomethananlagen gibt es auch kaum praktische, spezifische Werte für Österreich. Die einzige Möglichkeit war, Anlagenbauer und Projektentwickler über Kosten zu befragen. Die geringe Partizipationsbereitschaft machte es nicht möglich genaue Komponentenkosten zu erheben beziehungsweise aufzuschlüsseln. Die erhaltenen Daten waren allerdings ausreichend, um eine Analyse der Gesamtinvestitionskosten durchzuführen und einen, auch im innereuropäischen Vergleich, validen Richtpreis sowohl für die Neuerrichtung von Biomethananlagen (4.097 EUR/kW<sub>th</sub> brennwertbezogen) als auch für die Umrüstung (859 EUR/kW<sub>th</sub> brennwertbezogen) zu erhalten. Diese ergeben mit einem maximal

anzusetzenden Förderanteil von 65% einen höchstzulässigen Fördersatz für die Neuerrichtung von 2.663EUR/kW<sub>th</sub> und für die Umrüstung von 558 EUR/kW<sub>th</sub> (jeweils brennwertbezogen). Durch diese Fördersätze sind keine Marktverzerrungen zu erwarten.

## 4.2 Wasserstoff

Eine Besonderheit bei der Kostenerhebung von Elektrolyseanlagen ist, dass die Kosten, die in Studien, Berichten und Projekten angegeben werden, sich fast ausschließlich in Euro pro kW<sub>el</sub> angegeben werden. Bei den kW<sub>el</sub> – oder teilweise nur kW – handelt es sich um die elektrische Anschlussleistung der betrachteten Gesamtanlage. Im Folgenden wurde ebenfalls bei der Kostenbetrachtung von Elektrolyseuren diese Anschlussleistung als Einheit verwendet.

### 4.2.1 Literatur

Die Ergebnisse der Studien und Veröffentlichungen variieren stark zwischen den Erscheinungsjahren und den betrachteten Regionen. Ebenso werden bei einigen Quellen die Kosten mit Brownfield-Ansatz – was einem vorbereiteten Arbeitsplatz entspricht – und bei anderen mit dem Greenfield-Ansatz, d.h. einer Installation auf einer gekauften „grünen Wiese“, berechnet. Zu den Kosten gibt es eine Vielzahl an Studien die in den letzten Jahren veröffentlicht wurden. Im Folgenden wurde ein Überblick über einige dieser Quellen gegeben.

#### **Clean Hydrogen Partnership**

Die Clean Hydrogen Joint Undertaking oder Clean Hydrogen Partnership ist eine öffentlich-private Partnerschaft mit Fokus auf Forschung und Entwicklung im Bereich Wasserstoff in Europa. In der 2022 veröffentlichten „Strategic Research and Innovation Agenda 2021-2027“ wurden für verschiedene Technologien Key-Performance-Indikatoren (KPIs) aufgestellt (Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2022). Für das Jahr 2020 wurden die Investitionskosten für AEL mit 600 EUR/kW und für PEM mit 900 EUR/kW angegeben. Die Systemgrenze ist dabei so gelegt, dass der Wasserstoff gemäß ISO 14687-2 mit einem Druck von 30 bar und einer Reinheit von 5.0 aus dem Prozess kommt. Ohne genauere Beschreibung scheinen die Kosten nur die für das System notwendigen Bauteile und keine Anschluss-, Installations- und Planungskosten zu beinhalten. Für die Zielwerte in den Jahren 2024 und 2030 wurden Senkungen der Investitionskosten angenommen.

#### **Fraunhofer ISE 2021**

In der vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme durchgeführte Studie „Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis“ wurden die Elektrolyseurkosten für 2020 angegeben und die Veränderung zu 2030 mit einem Modell prognostiziert (Holst, et al., 2021). Die sich daraus ergebenden Systemkosten sind in Abbildung 7 (AEL) und Abbildung 8 (PEM) dargestellt. Sowohl für 2020 als auch für 2030 wurden dabei eindeutige Skalierungseffekt zwischen der 5 MW und der 100 MW Anlage angenommen, die zu Kostenreduktionen von über 25% führen. Des Weiteren wurden Lern- und sonstige Effizienzeffekte für das Jahr 2030 abgeschätzt, die gegenüber den Angaben für 2020 weitere, erhebliche Kostenreduktionen bewirken würden.

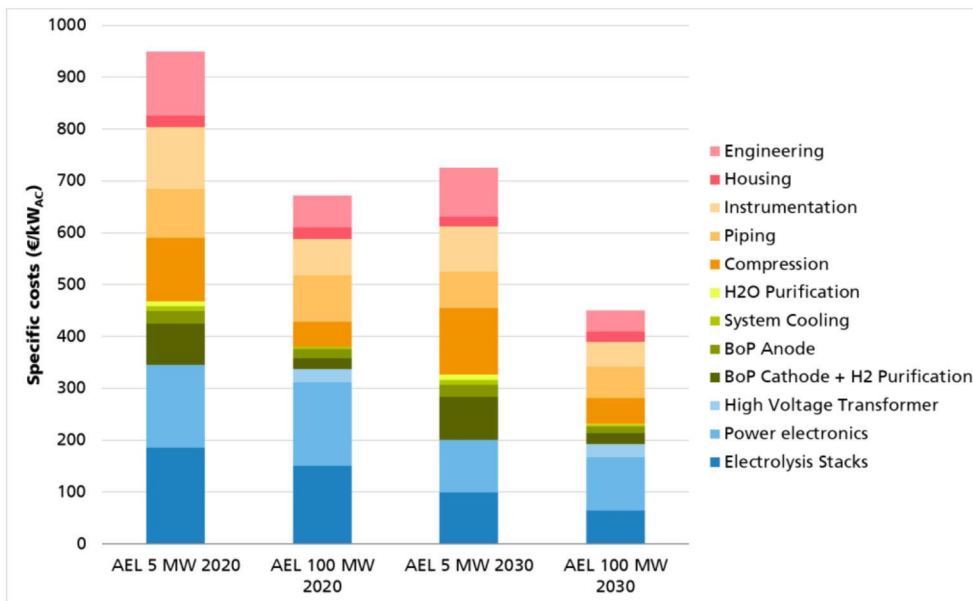


Abbildung 7: Kostenstruktur von 5 MW und 100 MW AEL Systemen

Quelle: Fraunhofer ISE (Holst, et al., 2021)

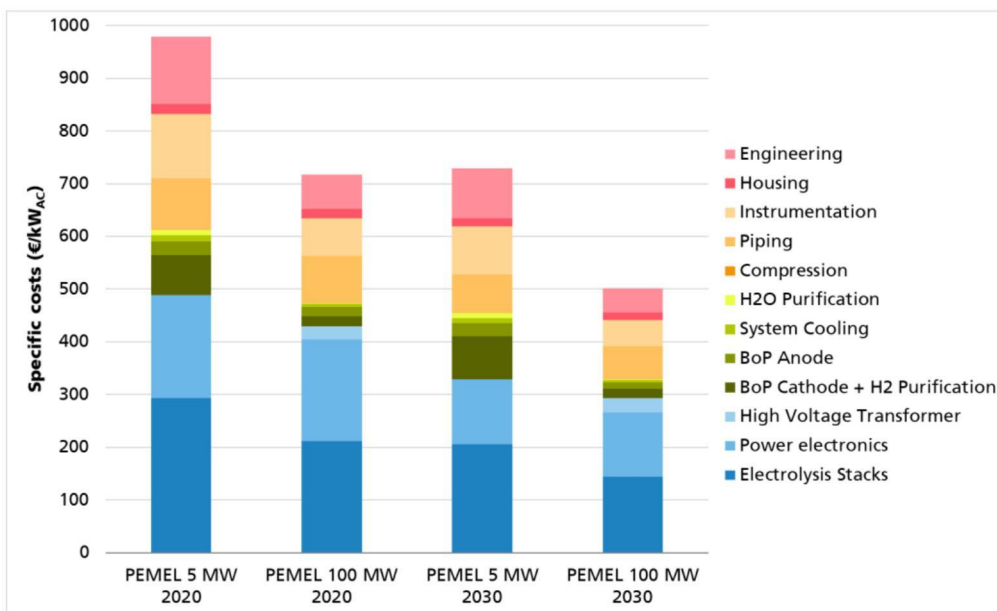


Abbildung 8: Kostenstruktur von 5 MW und 100 MW PEM Systemen

Quelle: Fraunhofer ISE (Holst, et al., 2021)

Dabei liegt bei AEL der Hauptanteil der Ausgaben – entgegen der Aufschlüsselung bei PEM – nicht im Stack, sondern in der Summe aus den BoP (Balance of Plant)-Kosten. Insgesamt sind die Stacks, die Leistungselektronik und die Verdichtereinheit die drei wichtigsten einzelnen Kostentreiber auf AEL-Systemebene. Analog zur Herangehensweise bei AEL-Systemen wurde auch die Kostenstruktur von PEM-Systemen analysiert, bei denen der Elektrolyse-Stack zusammen mit der Leistungselektronik ungefähr die Hälfte der Gesamtkosten ausmachen. Anzumerken ist, dass bei PEM-Systemen keine zusätzliche Kompression erforderlich ist, da der produzierte Wasserstoff nach der Elektrolyse meist ein Druckniveau von ungefähr 30 bar

aufweist. Ebenso wie bei der Studie der Clean Hydrogen Partnership wurden auch hier die Installations- und Anschlusskosten nicht berücksichtigt.

### TNO RHyCEET

Die Studie „Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands“ von TNO im Jahr 2024, gibt die Investitionskosten für Elektrolyseure auf Basis von Projekten, die in Planung oder Umsetzung sind, an (TNO, 2024). Mit dem Fokus auf Investitionskosten von niederländischen Projekten wurden die CAPEX mit 3.050 EUR/kW für eine 100 MW-Anlage und 2.630 EUR/kW für eine 200 MW-Anlage angegeben. Die im Vergleich zu anderen Studien hohen Preise werden mit einem starken Preisanstieg in den letzten Jahren begründet, ausgelöst von steigenden Energie-, Material- und Personalkosten.

### Global Hydrogen Review 2024

Für die globale Betrachtung bietet der jährliche Bericht „Global Hydrogen Review“ der Internationalen Energieagentur (IEA) – der auch auf die Studie von TNO referenziert – einen guten Einblick (IEA, 2024). Nach der Auflage für das Jahr 2024 gab es zum Ende des Jahres 2023 eine weltweite installierte Elektrolysekapazität von 1,4 GW, was eine Verdopplung gegenüber 2022 darstellt. Der Großteil davon wurde danach in China errichtet. Die Preise in Europa und Nordamerika lagen im Jahr 2023 mit 2000 \$/kW für alkalische und 2.450 \$/kW für PEM-Elektrolyseure bei einem doppelt so hohen Preisniveau gegenüber China (750-1.300 \$/kW).

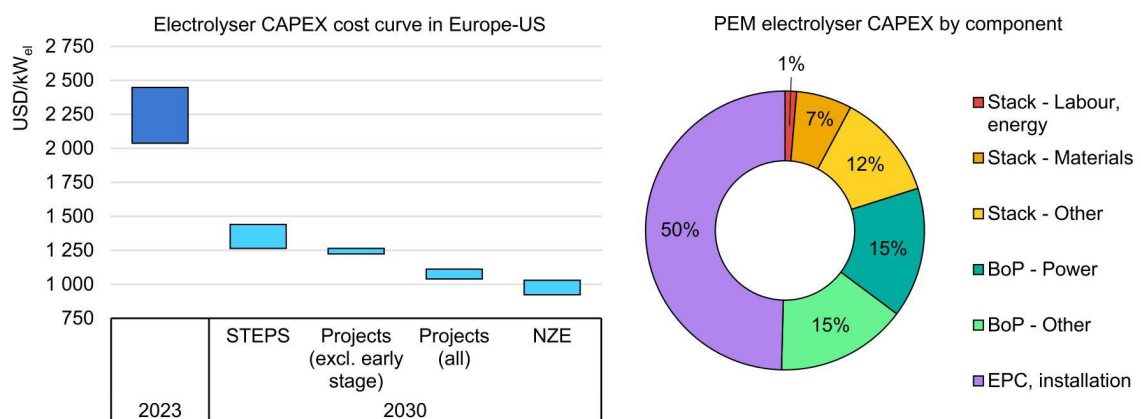


Abbildung 9: Elektrolyseur CAPEX im Jahre 2023 und verschiedene Szenarien für 2030

Quelle: Global Hydrogen Review 2024 (IEA, 2024)

Abbildung 9 zeigt die im Global Hydrogen Review 2024 erhobene Kostenstruktur für Elektrolyseanlagen. Diese Kosten wurden einschließlich des Geräts, der Gasbehandlung, der Anlagenperipherie (BoP) sowie der Ingenieurs-, Beschaffungs- und Begleitkosten erhoben. Die Kosten für 2023 wurden gegenüber dem Bericht aus dem Vorjahr angepasst, da in den umgesetzten Projekten eine Preissteigerung von ungefähr 20% ermittelt wurde. Bei der Aufschlüsselung der Kosten wird zudem deutlich, dass die Installation die Hälfte dieser ausmachen, die Kosten für den Stack bei diesem Bericht jedoch nur 20%.

## Ramboll 2023

Auch neuere Metastudien wie „Achieving affordable green hydrogen production plants“ von Ramboll (Ramboll, 2023) kommen zu dem Ergebnis, dass es noch keine Skalierungseffekte über die Zeit gibt und auch die häufig angenommene Kostenreduktion bei größeren Anlagen (Economy of Scale) ausbleibt. Es wird dabei angenommen, dass die Elektrolyseanlagen in einer Größe von 0,5 bis 5 MWel bleiben. Die berechneten Fälle haben dabei große Spannbreiten, sodass für den CAPEX mit 1.500 bis 3.000 US-Dollar/kW für PEM, 1.900 bis 4.400 US-Dollar/kW für AEL und 4.900 bis 5.700 US-Dollar/kW für SOEC/HTEL.

### 4.2.2 Stakeholderbefragung

Aufgrund des anhaltenden Markthochlaufs, der Inflation als auch anderen Einflüssen geben die untersuchten Studien jeweils Annahmen an, die mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Da dieses Gutachten den Fokus auf Investitionskosten für Anlagen in Österreich legt, wurden wie beim Biomethan verschiedene Stakeholder durch Gespräche und Fragebögen befragt.

Die befragten Stakeholder sind dabei aus Österreich oder an österreichischen Elektrolyseprojekten beteiligt und sind mit den Preisgegebenheiten in Österreich vertraut. Es wurden Stakeholder über die gesamte Wertschöpfungskette von Technologielieferanten, Anlagenbauern und Projektentwicklern angefragt. Die Aufschlüsselung der Rückmeldungen ist in Tabelle 5 dargestellt. Da Unternehmen auf Grund des noch nicht entwickelten Marktes verschiedene Rollen einnehmen können, gestaltet sich eine genaue Unterscheidung dabei schwieriger.

Tabelle 5: Übersicht über den Stakeholder-Prozess für Wasserstoff

Art der Stakeholder	Anzahl an Stakeholdern erhoben	Anzahl an Rückmeldungen
Wasserstoff – Anlagenbau	3	3
Wasserstoff – Projektentwickler	5	5
Wasserstoff – Technologielieferant	4	3
<b>Summe Wasserstoff</b>	<b>12</b>	<b>11</b>

Für die Analyse der Investitionskosten ist die Definition einer klaren Systemgrenze unerlässlich. Die Anwendungsfälle für Wasserstoff können von der stofflichen bis zur energetischen Nutzung viele verschiedene Anwendungsfälle haben, wodurch sich die Anlagen stark voneinander unterscheiden. Ein Beispiel ist der Einsatz von Wasserstoff im Mobilitätsbereich. Dort werden, aufgrund der verwendeten Speichertechnologie in den Fahrzeugen (Druckspeicher aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte) sehr hohe Druckniveaus von 350 bis 700 bar erforderlich, wodurch eine Kompression des Wasserstoffs notwendig ist.

Um die bei der Datenerhebung gewonnenen Informationen vergleichen zu können, wurde im Zuge der Erstellung dieses Gutachtens die Systemgrenze, welche in Abbildung 10 beispielhaft dargestellt ist, definiert.

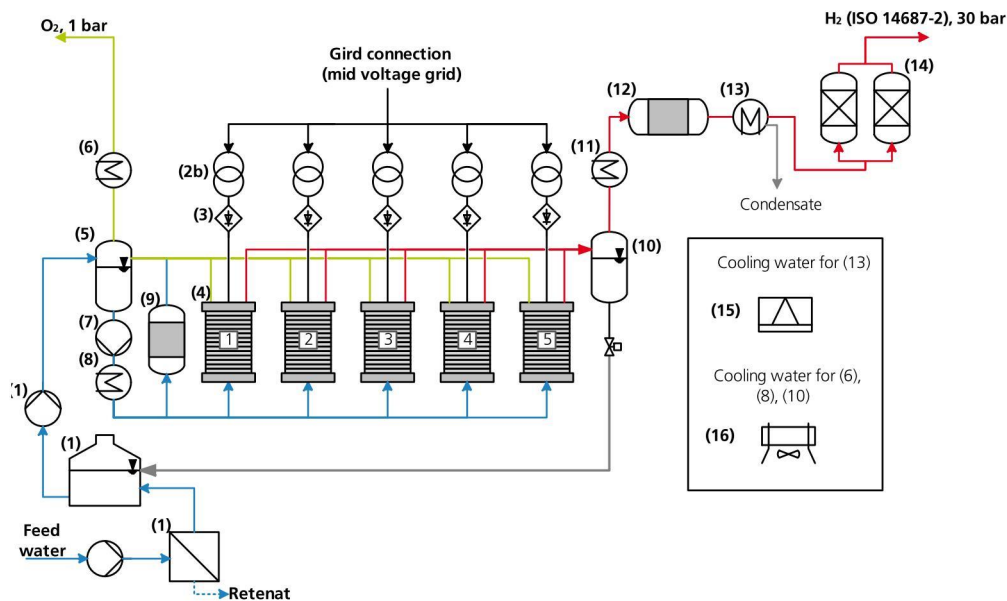


Abbildung 10: Systemgrenze einer 5-MW-PEM-Elektrolyseanlage für 2020 mit fünf 1-MW-Stacks

Quelle: Fraunhofer ISE (Holst, et al., 2021)

Die in Berichten, Studien und Indizes dargestellten Kosten liegen nicht nur zeitlich und räumlich auseinander, sondern ihnen liegen auch verschiedene Rahmenbedingungen vor. Ob die Vorbereitung des Anlagenplatzes mit der Bodenvorbereitung und den notwendigen Anschlüssen in die Kosten einbezogen werden, wirkt sich dabei besonders erheblich auf die Investitionskosten aus.

In weiterer Folge wurde daher eine „Minimalversion“ einer möglichen Systemgrenze definiert, welche in Tabelle 6 beschrieben ist.

Tabelle 6: Systemgrenze Wasserstoffanlagen

Systemgrenzen	Gewählte Annahmen
<b>Elektrolyseur-Technologie</b>	PEM oder AEL
<b>Stromnetzanschluss</b>	Netzebene 5 mit Umspannungsanlage vorhanden
<b>Wasserversorgung</b>	Wasseranschluss mit Trinkwasserqualität vorhanden
<b>Wasserstoff-Ausgangsdruck</b>	30 bar
<b>Wasserstoff-Qualität</b>	Nach ISO 14687-2, mit einer Reinheit von 5.0
<b>Gasnetzanschluss</b>	Keine Einspeisung in das Gasnetz (Blending oder Wasserstoffnetz)
<b>Andere Gasanschlüsse</b>	Andere Anschlüsse wie Trailerabfüllung oder Übergabe an eigenes Netz sind nicht inkludiert

Gemäß dieser Systemgrenze sind auch die Anlagenteile definiert. Für die weiteren Berechnungen werden Kostenstellen wie in der Tabelle 7 berücksichtigt. In dieser sind die Investitionskosten (CAPEX) aufgeschlüsselt, die bei der Planung und Errichtung anfallen

Tabelle 7: Struktur der CAPEX in der Kostenrechnung

Kostenstelle	Unterpunkt	Berücksichtigung in Kostenrechnung
Elektrolyseur	Elektolyse-Stacks	Ja
Elektrolyseur	BOP, Systemsteuerung	Ja
Elektrolyseur	Engineering	Ja
Elektrolyseur	Installation	Ja
Elektrolyseur	Kühlsystem	Ja
Aufbereitung	Trinkwasseraufbereitung	Ja
Aufbereitung	Wasserstoffaufbereitung	Auf Bedingungen aus vorheriger Tabelle
Aufbereitung	Sauerstoffaufbereitung	Nein
Hoch- und Tiefbau	Gebäude, Fundamente und Flächenvorbereitung	Ja
Netzanschlüsse	Anschluss an Stromnetz Netzebene 5 und Umspannungsanlage	Ja
Netzanschlüsse	Anschluss an Gasnetze	Nein, keine Anbindung an öffentlich Netze vorgesehen
Netzanschlüsse	Anschluss an Trink- und Abwasser	Ja
Sicherheit	Zäune, Schutzmauern	Ja
Sicherheit	Blitzschutz	Ja
Sonstiges	Anträge, Genehmigungen und Dokumentationen	Ja
Sonstiges	Interne Planungskosten	Ja

Die Rückmeldungen der Stakeholder umfassten Anlagen mit Anschlussleistungen von 1 MW<sub>el</sub> bis 100 MW<sub>el</sub>, wobei bei der Auswertung der Ergebnisse keine nennenswerten, stakeholderübergreifenden Skalierungseffekte auf die Investitionskosten festgestellt werden konnten. Dagegen wurde in einigen Rückmeldung jedoch von Skalierungseffekten berichtet. Bei der normierten Darstellung in Tabelle 8 bezogen auf die Systemgrenze aus Tabelle 6 und Tabelle 7 ergibt sich ein Median von 3.000 EUR/kW<sub>el</sub> für PEM-Elektrolyseure und 3.200 EUR/kW<sub>el</sub> für AEL.

Tabelle 8: Deskriptive Eigenschaften der Daten zu den spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseanlagen

Kennzahlen	Mittelwert [EUR kW <sub>el</sub> <sup>-1</sup> ]	Median [EUR kW <sub>el</sub> <sup>-1</sup> ]
PEM	3.125	3.000
AEL	<b>3.200</b>	<b>3.200</b>

Diese Unterscheidung zwischen den beiden Systemen ist aufgrund der geringen Antworten ebenso mit Unsicherheiten behaftet. So wurden in einigen Rückmeldungen keine Kostenunterschiede zwischen den beiden Systemen gesehen, in den aggregierten Daten liegen die Kosten von AEL-Systemen dabei etwas über denen von PEM-Systemen. Da die in Österreich zum Zeitpunkt des Gutachtens der Großteil der Wasserstoffprojekte in Österreich mit PEM-Elektrolyseuren gebaut wurden, sind die Ergebnisse für AEL mit einer weitaus geringeren Sicherheit zu behandeln.

Die in den Rückmeldungen angegebenen Werte umfassen Kostenkalkulationen, Preise sowie Kosten umgesetzter Projekte. Die erhobenen Kosten variieren dabei stark voneinander, wie besonders bei an PEM-Anlagen gesehen werden kann. Die Kosten von Anlagen sind stark davon beeinflusst, ob es Beschränkungen bei der Bauplatz Vorbereitung gibt und wie sehr die Anlagen noch einen Demonstrationsanlagen-Character besitzen. Wie in Abbildung 11 zu sehen ist wurden zwar Anlagenkosten von 2.500 bis 3.900 EUR/kW genannt, der Großteil der Kosten liegt dabei zwischen 2.400 und 3.500 EUR/kW. Bei der Erhebung der Investitionskosten wurden bei der Angabe von Kostenspannen der Mittelwert als ein Datenpunkt übernommen. Dadurch können die nicht genannten, tatsächlichen Kosten der Rückmeldungen stärker variieren. Diese Ungenauigkeit wurde im Folgenden nicht wieder herausgerechnet.

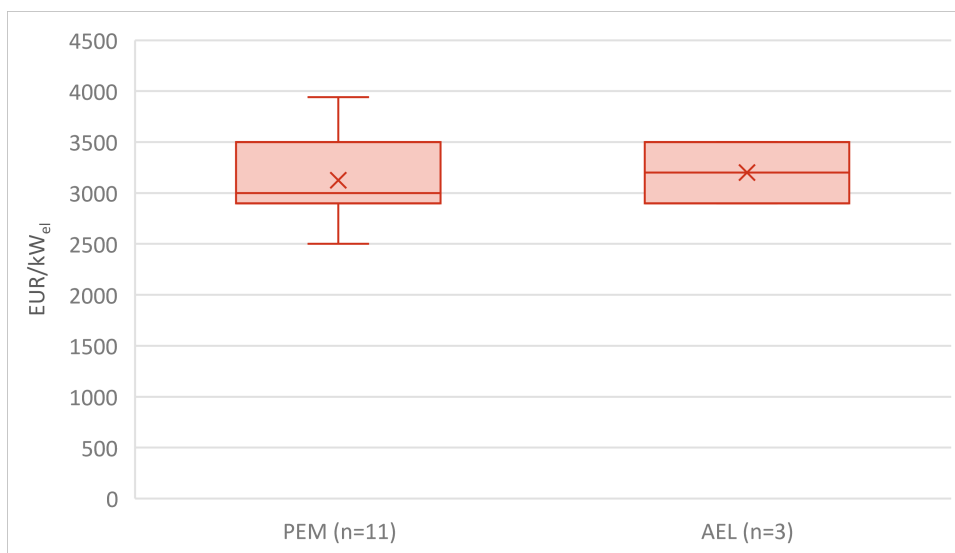


Abbildung 11: Boxplot für die Ergebnisse der Stakeholderbefragung für Wasserstoff

### 4.2.3 Zusammenfassung

Im Vergleich der verschiedenen Literaturquellen wird die Wichtigkeit einer genauer Kostengrenze deutlich. So werden zwar in Studien um 2020 bereits die Ein- und Ausgangsströme genau physikalisch definiert, darüber hinaus jedoch keine anderen projektbegleitenden Kosten berücksichtigt. Bereits die unsaubere Definition des Energiegehalts, d.h. ob sich dieser auf den Heizwert (Hi) oder den Brennwert (Hs) bezieht, macht eine Vielzahl der öffentlich präsentierten Kosten sehr schwer vergleichbar. Wie in der Auflistung der vorher beschriebenen Quellen ersichtlich, wurden noch vor einiger Zeit die Kosten einer Wasserstoff-Erzeugungsanlage mit denen eines Elektrolyseurs gleichgesetzt (siehe Tabelle 9). Erst mit dem Anstieg an tatsächlich umgesetzten Elektrolyse-Projekten, werden in Studien zunehmend auch die Baustellen- und andere Begleitkosten inkludiert.

Im Vergleich der aus den Stakeholder-Rückmeldungen gewonnenen Daten, die auch diese Kosten beinhalten, und den neuen Literaturdaten, können sich die erhobenen Mediane gut in die Studien von 2023 und 2024 einreihen. Besonders zu beachten sind dabei die großen Schwankungen der AEL-Kosten gegenüber den jeweiligen PEM-Kosten.

Tabelle 9: Investitionskosten von Elektrolyseuren in der Literatur

Literaturquelle	Betrachtungsjahr	Betrachtungsgebiet	Durchschnittlicher CAPEX PEM in Euro pro kW	Durchschnittlicher CAPEX AEL in Euro pro kW
IndWEDe	2017	Deutschland	1.450 <sup>a)</sup>	800 <sup>a)</sup>
Clean Hydrogen JU	2020	Europa	900 <sup>a)</sup>	600 <sup>a)</sup>
ISE 2021	2020	Keine Angabe	978 <sup>a)</sup>	949 <sup>a)</sup>
Ramboll	2023	Keine Angabe	2.070	2.989
Global Hydrogen Review 2024	2023	Europa und Nordamerika	2.254	1.840
TNO RHyCEET	2024	Niederlande	3.050 <sup>b)</sup>	3.050
Stakeholderbefragung (Gutachten)	<b>2024</b>	<b>Österreich</b>	<b>3.000</b>	<b>3.200</b>

Quellen: TNO RHyCEET (TNO, 2024), Global Hydrogen Review 2024 (IEA, 2024), ISE 2021 (Holst, et al., 2021), Ramboll (Ramboll, 2023), IndWEDe (Smolinka, et al., 2018), Clean Hydrogen JU (Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2022)

Anmerkungen: Umrechnung von Dollar zu Euro mit Faktor 1:0,92

<sup>a)</sup> Kosten von Elektrolysecontainer ohne Anlagenbau

<sup>b)</sup> Für 100 MW-Anlagen, CAPEX von 2.630 EUR/kW für 200 MW-Anlagen

Da entsprechend den Stakeholder-Rückmeldungen in Österreich hauptsächlich die PEM-Technologie eingesetzt werden soll, und sich die Kosten der AEL in einem ähnlichen Kostenbereich bewegt, wird der Bezugswert zur Bemessung der maximal zulässigen Fördersätzen mit dem entsprechenden Bezugswert für die Bemessung der höchstzulässigen Fördersätze mit 3.000 EUR/kW<sub>el.</sub> angesetzt.

Nach dem EAG sind die Investitionszuschüsse für Anlagen zur Produktion von Wasserstoff aus Strom in zwei Klassen aufgeteilt. Zum einen sollen kleine Anlagen, die eine Mindestleistung von 0,5 MW haben und unter einer Höchstleistung von 1 MW liegen, mit einem maximalen Investitionszuschuss von 20% der förderbaren Kosten gefördert werden. Zum anderen liegt der Anteil des maximalen Investitionszuschusses bei Anlage mit mindestens 1 MW bei 45% der förderbaren Kosten. Zusätzlich zu den Investitionszuschüssen können dabei noch gemäß der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 die Beihilfen für kleine und mittlere Unternehmen mit 20% beziehungsweise 10% hinzukommen.

Der Bezugswert von 3.000 EUR/kW<sub>el.</sub> aus 2024 wird mit dem Mischindex zur Preisanpassung von 1,24% (siehe Kapitel 5.1) in das Investitionsjahr 2025 übertragen und beträgt damit 3.037 EUR/kW<sub>el.</sub>

Aus diesen Vorgaben sowie den aus den in Kapitel 4.2 erarbeiteten Investitionskosten ergeben sich die in Tabelle 10 dargestellten Fördersätze. Die Berechnung bezieht sich auf Investitionskosten von und unterscheidet nicht zwischen den Technologien. Der Fördersatz ist in Euro pro kW installierte Anschlussleistung angegeben.

Tabelle 10: Fördersätze für Elektrolyseanlage in Abhängigkeit zur Unternehmensgröße und zur Anschlussleistung

Unternehmensgröße	Installierte Anschlussleistung	Förderanteil der förderfähigen Kosten	Max. Fördersatz Neuerrichtung [EUR/kW <sub>el</sub> ]
kleine Unternehmen	≥ 0,5 MW <sub>el</sub> und < 1 MW <sub>el</sub>	40%	1.215
kleine Unternehmen	≥ 1 MW <sub>el</sub>	65%	1.974
mittlere Unternehmen	≥ 0,5 MW <sub>el</sub> und < 1 MW <sub>el</sub>	30%	911
mittlere Unternehmen	≥ 1 MW <sub>el</sub>	55%	1.670
große Unternehmen	≥ 0,5 MW <sub>el</sub> und < 1 MW <sub>el</sub>	20%	607
große Unternehmen	≥ 1 MW <sub>el</sub>	45%	1.367

Die maximal zulässigen Fördersätze für das Jahr 2025 wären daher für Anlagen ≥ 0,5 MW<sub>el</sub> und < 1 MW<sub>el</sub> mit 1.215 EUR/kW<sub>el</sub> und für Anlagen ≥ 1 MW<sub>el</sub> mit 1.974 EUR/kW<sub>el</sub> anzusetzen.

# 5 Gesteuerungskosten

## 5.1 Allgemeine Annahmen

Im Folgenden werden die Levelized Costs of Energy (LCOE) für Biomethan und Wasserstoff in EUR/MWh<sub>th</sub> (brennwertbezogen) berechnet. Diese Kosten stellen das durchschnittliche Erlösniveau dar, das erforderlich ist, um eine Neuanlage wirtschaftlich betreiben zu können. Dabei werden die Investitions- und Betriebskosten sowie Inflationsentwicklungen und ein angemessenes Zinsniveau berücksichtigt. Die Berechnung der LCOE erfolgt gemäß Formel 1, während die zugrunde liegenden Parameter in Tabelle 11 aufgeführt sind.

Formel 1: Berechnung der LCOE

$$LCOE = \frac{\text{Kosten im Betrachtungszeitraum}}{\text{erneuerbare Gasproduktion im Betrachtungszeitraum}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$I_t$ : Investitionskosten im Jahr  $t$ ,  $B_t$ : Betriebskosten im Jahr  $t$ ,  $R_t$ : Erlöse im Jahr  $t$ ,  
 $E_t$ : Stromproduktion im Jahr  $t$ ,  $r$ : Zinssatz,  $n$ : Lebensdauer

Die Berechnung beinhaltet die Abzinsung und Summierung der Kosten für die Gasbereitstellung. Anschließend wird diese Summe durch die ebenfalls mit einem angemessenen Zinssatz abgezinste Gesamtheit der erzeugten Gasmengen in MWh<sub>th</sub> geteilt. Daraus ergibt sich ein LCOE-Wert mit der Einheit EUR/MWh<sub>th</sub>. Als Investitionsjahr wird das Jahr 2025 angesetzt, der Betriebszeitraum der Anlagen umfasst 20 Jahre und beginnt im Jahr 2026, läuft also bis einschließlich 2040. Ein möglicher Restwert der Anlagen nach diesem wird in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Falls nicht anders erwähnt werden die Werte für 2024 angegeben und entsprechend der Methodik in die Zukunft projiziert.

Die Verzinsung wird durch die Berechnung der Weighted Average Cost of Capital (WACC) ermittelt, wie in Formel 2 dargestellt. Hierfür wurden aktuelle Werte aus der Fachliteratur für verschiedene Parameter herangezogen. Für Biomethan wurde der Beta-Wert des Sektors "Green & Renewable Energy" herangezogen, während für Wasserstoff der Beta-Wert des Sektors "Chemical (Specialty)" für Westeuropa verwendet wurde. Die Risikozuschläge für Fremdkapital sowie die Eigen- und Fremdkapitalquoten für Biomethan basieren auf Literaturwerten und eigenen Annahmen.

Formel 2: Berechnungen zur Bestimmung eines angemessenen Zinssatzes (WACC)

$$WACC(\text{vor Steuern}) = EKQ \cdot EKK \cdot \frac{1}{1-s} + FKQ \cdot FKK$$

$$FKK = i_{rf} + i_{FK}$$

$$EKK = i_{rf} + i_{erp} \cdot \beta$$

$$EKQ + FKQ = 1$$

$$\beta = \beta^u \cdot (1 + (1-s) \cdot \frac{FKQ}{EKQ})$$

Mit:

$EKQ$ : Eigenkapitalquote

$EKK$ : Eigenkapitalkosten

$FKQ$ : Fremdkapitalquote

$FKK$ : Fremdkapitalkosten

$s$ : Steuersatz

$i_{rf}$ : Risikoloser Zinssatz

$i_{FK}$ : Risikoprämie FK

$i_{erp}$ : landesspezifische Equity-Risk-Prämie

$\beta$ : levered Beta-Faktor

$\beta^u$ : unlevered Beta-Faktor (branchen- und landes-/regionsspezifisch)

Tabelle 11 zeigt die in die Berechnung eingeflossenen Parameter und den WACC jeweils für Biomethan und Wasserstoff.

Tabelle 11: Parameter zur Berechnung des WACC (Damodaran, 2024)

Wert	Biomethan	Wasserstoff
Risikoloser (fixer) Zinssatz	2,59%	2,59%
Equity Risk Premium	5,18%	5,18%
unlevered beta	0,577	0,980
Fremdkapital-Anteil	80%	40%
Eigenkapital-Anteil	20%	60%
levered beta	2,353	1,483
Eigenkapitalkosten nach Steuern	14,78%	10,06%
Risikozuschlag Fremdkapital	1,75%	5,50%
Fremdkapitalkosten nach Steuern	4,34%	8,09%
WACC vor Steuern	7,31%	11,07%
Körperschaftsteuer	23,00%	23,00%
WACC nach Steuern	5,63%	8,53%

Zusätzlich zur Berücksichtigung einer angemessenen Verzinsung der Investitionen in erneuerbare Gaserzeugungsanlagen muss auch die allgemeine Kostenentwicklung adäquat berücksichtigt werden. Dies betrifft sowohl die kurzfristig erwartete Steigerung der Investitionskosten beim Neubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen als auch die langfristige Entwicklung der Betriebskosten über die gesamte Laufzeit der Anlagen.

Dazu wurden zunächst allgemeine Annahmen zur zukünftigen Inflationsentwicklung des Harmonisierten Verbraucherpreisindex für Haushalte (HVPI) getroffen. Es wird erwartet, dass die derzeit hohe Inflation allmählich abklingt und bis zum Jahr 2028 das Zielniveau von 2 % erreicht. Bis Juni 2024 basieren die Daten auf tatsächlich gemessenen monatlichen Inflationswerten (Eurostat, 2024). Ab Juli 2024 wurden monatliche Werte mithilfe von 250 Mean-Reversion-Prozessen geschätzt, die auf historischen Varianzen des HVPI sowie einem Zielinflationsdurchschnitt von 2 % basieren.

Diese Schätzungen wurden anschließend durch Mittelwertbildung auf Halbjahreswerte (zur Analyse historischer Zusammenhänge mit anderen Parametern) und Jahreswerte (zur Fortschreibung der Betriebskosten) aggregiert. Die daraus resultierenden Jahresinflationswerte sind in Tabelle 12 dargestellt. Ab dem Jahr 2028 wird eine konstante Inflation von 2 % unterstellt.

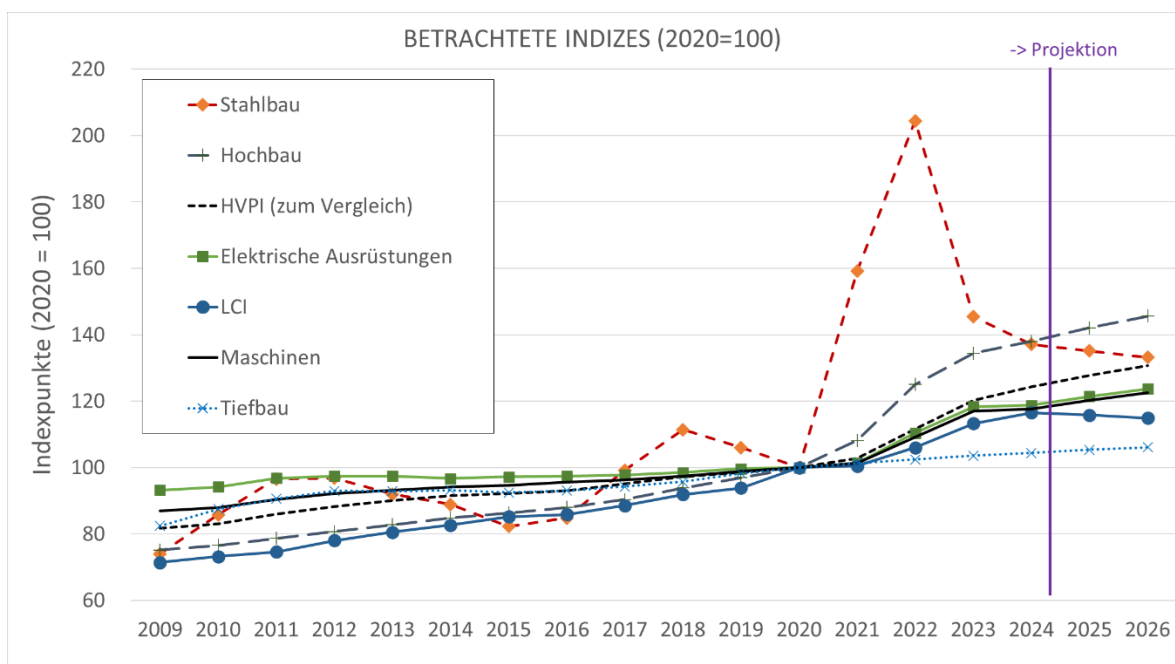
Tabelle 12: Historische Inflation und Annahmen für zukünftige Inflationsentwicklung bis 2028

Kalenderjahr	Inflationswert [%]	HVPI-Index (2022 = 100)
2019	1,46	94,60
2020	1,40	96,00
2021	2,77	97,30
2022	8,59	100,00
2023	7,79	108,60
2024	3,14	117,10
2025	2,74	120,70
2026	2,39	124,00
2027	2,26	127,00
2028	2,00	129,90

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Eurostat, 2024)

Abbildung 12 zeigt die historischen Verläufe der dargestellten Einzelindizes im Zeitraum von 2009 bis einschließlich des ersten Halbjahres 2024 (soweit verfügbare Daten vorliegen). Für den Zeitraum von Mitte 2024 bis 2026 basiert die Entwicklung der Einzelindizes auf Projektionen, die aus der durchgeführten Regressionsanalyse abgeleitet wurden.

Abbildung 12: Historische Indexentwicklung bis 2022 und Projektion ab 2023 (2020 = 100 Indexpunkte)



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Eurostat, 2024) und (Statistik Austria, 2024), (International Energy Agency, 2023), (Kathan, et al., 2022)

Tabelle 13 zeigt, zu welchen Anteilen die Einzelindizes in die Gesamtindizes eingeflossen sind. Diese wurden verwendet, um die Kosten vom Basisjahr 2024 für das Jahr 2025 zu valorisieren. Für Biomethan-Anlagen wurden zwei verschiedene Gesamtindizes verwendet, da diese beiden Kosten-Komponenten getrennt voneinander valorisiert werden müssen.

Tabelle 13: Zusammensetzung der Gesamtindizes

Einzelindex	Biomethan - Gebäude	Biomethan - Anlagen	Wasserstoff
Stahl	25%	0%	18%
Hochbau	25%	0%	2%
Tiefbau	25%	0%	2%
Elektrische Ausrüstung	0%	40%	18%
Maschinen	0%	30%	49%
Lohnkosten	25%	30%	11%

Zur Prognose der zukünftigen Bezugspreise für Strom wird ein vereinfachtes Preismodell der AEA verwendet. Dieses Modell berechnet die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise („Base“) in Jahresschritten. Grundlage dafür sind Annahmen zur Entwicklung der erneuerbaren Einspeisung, der Gaspreise, der CO<sub>2</sub>-Preise sowie der Gesteungskosten. Ebenso fließen Annahmen zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbarem Wasserstoff in die Berechnungen ein. Das Modell basiert auf der „Merit-Order-Logik“. Diese besagt, dass der Strompreis durch die Grenzkosten derjenigen Technologie bestimmt wird, die zuletzt zur Deckung der aktuellen Stromnachfrage benötigt wird. Abbildung 13 zeigt die angenommene Preisentwicklung.

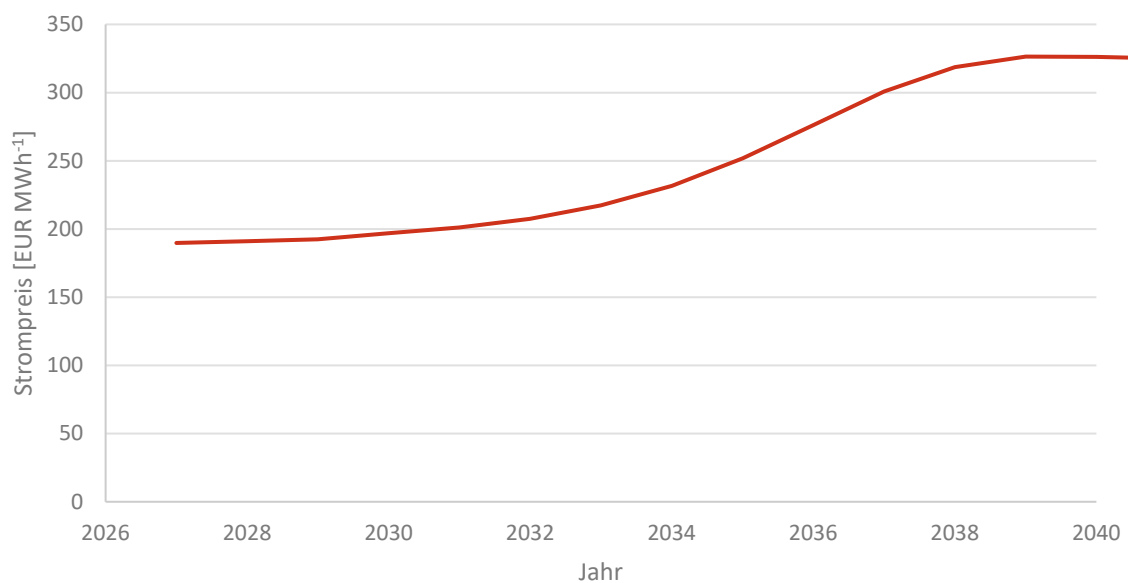


Abbildung 13: Strompreisentwicklung für den Bezug auf Netzebene 5 (eigene Berechnung)

## 5.2 Biomethan

### 5.2.1 Datengrundlagen

Aufgrund der Stagnation des Biomethan-Ausbaus in Österreich und dem damit verbundenen Mangel an Neuanlagen ist auch die Datengrundlage zu aktuellen OPEX mangelhaft. Es wurden von Projektentwicklern bzw. Anlagenbauern keine validen Daten zu den Betriebskosten rückgemeldet, weshalb zur Berechnung der Betriebskosten auf Literaturdaten sowie eigene Annahmen und Berechnungen zurückgegriffen werden muss.

In weiterer Folge wurden die Berechnungen der Gesteungskosten nur für neu zu errichtende Anlagen durchgeführt, wobei sich die Berechnungen an den unter Kapitel 4 genannten Anlagengrößen orientiert. Für alle betrachteten Anlagen wurde eine Membranaufreinigung angenommen, da diese bis zur Anlagengröße von 400 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h als kosteneffizienteste Technologie gilt. Ab einer Anlagengröße von 400 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h würden auch andere Aufreinigungsverfahren wie beispielsweise die Aminwäsche in Frage kommen, aber zur besseren Vergleichbarkeit wurde auch für diese Anlagengröße eine Membranaufreinigung angenommen.

Tabelle 14: Parameter der betrachteten Biomethan-Anlagen

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Produktionskapazität Biomethan	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h	100	200	400
Produktionskapazität Biomethan	MW <sub>th</sub>	1,1	2,2	4,4
Gasproduktion	MWh <sub>th</sub> /a	9.401	18.802	37.604
Wärmenutzung netto	MWh <sub>th</sub> /a	940	1.880	3.760
Notwendige Wärmeleistung	kW <sub>th</sub>	132	263	526
Stromnutzung	MWh <sub>el</sub> /a	940	1.880	3.760
Volllaststunden	h/a	8.500	8.500	8.500

Zur Abschätzung der thermischen Anlagenleistung wurde ein Brennwert von 11,1 kWh<sub>th</sub> Nm<sup>-3</sup> CH<sub>4</sub> herangezogen. Der Eigenenergiebedarf für Strom und Wärme wurde mit jeweils 10% der produzierten Energiemenge angesetzt (Abschätzung von Anlagenbauer). Dieser Wert kann allerdings bei unterschiedlichen Anlagenkonzepten stark variieren.

Für die Investitionskosten wurden Richtwerte aus der Stakeholder-Befragung abgeleitet und für die Anlagen 100, 200 und 400 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h in derselben Reihenfolge wie folgt für das Jahr 2024 angenommen: 6.200, 3.600 und 8.500 EUR/kW<sub>th</sub>. Die gesamten Investitionskosten wurden in Gebäude (70%) und Anlagentechnik (30%) aufgeteilt (siehe Tabelle 15) und auf das Basisjahr 2025 valorisiert. Die Abschreibungsdauer für Gebäude wurde mit 20 Jahren angesetzt und die Anlagentechnik mit 10 Jahren. Für die Anlagentechnik wurde daher eine valorisierte Re-Investition im 10. Betriebsjahr über 50% der Anfangsinvestition einkalkuliert, mit der Annahme, dass einige Anlagenteile nicht vollständig ersetzt werden, sondern ertüchtigt.

Tabelle 15: Investitionskosten für Gestehungskostenberechnung für das Jahr 2024

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Produktionskapazität Biomethan	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h	100	200	400
Gesamtinvestition	EUR	6.200	3.600	8.500
davon Gebäude	EUR	4.340	2.520	5.950
davon Anlagen	EUR	1.860	1.080	2.550

### 5.2.1.1 Rohstoffe

Die Auswahl der Rohstoff-Zusammensetzung stellt eine Herausforderung dar, da die Verfügbarkeit sehr stark vom Standort der Anlage abhängt. Aufgrund der Vorgaben des EAG §61 Abs.2 dürfen neu zu errichtende Anlagen jedenfalls nur biogene Reststoffe und Abfälle einsetzen. Die landwirtschaftlichen Anlagen 1 und 2 werden aufgrund der großen Potentiale in Maisanbaugebieten mit Schweinezucht gesehen, wobei Anlage 1 güllelastig, und Anlage 2 strohlastig betrieben wird. Aufgrund der eher kleinstrukturierten Landwirtschaft in Österreich können größere Anlagen hauptsächlich mit biogenen Abfällen betrieben werden.

Tabelle 16: Rohstoff-Zusammensetzung der betrachteten Anlagenbeispiele

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Produktionskapazität Biomethan	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h	100	200	400
Schweinegülle	% FM	50	30	-
Rindergülle	% FM	20	10	-
Maisstroh	% FM	30	60	-
biogene Abfälle	% FM		-	100

Tabelle 17 zeigt die Eigenschaften und Kosten der Substrate. Die Kosten wurden in einem „Bottom-Up“-Ansatz berechnet. Es wurde angenommen, dass alle Substrate aufgrund der großen Mengen extern bezogen werden. Für Maisstroh wurden Kosten „ab Schwad“ herangezogen. Für die Güllemengen wurde sowohl der An-, als auch der Abtransport mit Güllefass einbezogen, da die benötigten Mengen nicht durch einen Einzelbetrieb aus der Eigenproduktion abgedeckt werden können. Durch die niedrigen Trockenmassegehalte entstehen dabei signifikante Kosten, die sich stark auf die Gestehungskosten auswirken. Es ist hier deutlich zu erwähnen, dass ein Einsatz von Gülle nur dann wirtschaftlich darstellbar ist, wenn durch die Nutzung keine Kosten anfallen. Die „Biomethane Industrial Partnership“ hat festgestellt, dass sich bei Nutzung von Abfällen die Betriebskosten und die „Gate Fees“ annähernd aufheben (siehe Abbildung 15). Für die Abfallanlage wird daher mit Rohstoffkosten von Null ausgegangen. Insbesondere diese Rohstoffkategorie macht eine Abschätzung besonders schwer, da sowohl die Entsorgungseinnahmen („Gate-Fees“) und die Behandlungskosten sehr stark nach den Eigenschaften der Abfälle variieren. Es wird für die gegenständliche Kostenbetrachtung davon ausgegangen, dass sich die Einnahmen durch die Behandlung und die dadurch entstehenden Kosten in der Waage halten. In Kapitel 5.2.3 wird näher auf die Gestehungskosten eingegangen und gezeigt, dass durch die Reduktion der Rohstoffkosten die Gestehungskosten signifikant gesenkt werden.

Tabelle 17: 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 <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t oTM	250	220	314
Substratpreis	EUR/MWh <sub>th</sub>	83	76	36

Die eingesetzten Gesamtmengen der Rohstoffe sind in Tabelle 18 aufgeführt.

Tabelle 18: Jahresmengen in Frischmasse der eingesetzten Rohstoffe mit dem angesetzten Mischpreis für die Rohstoffe

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Produktionskapazität Biomethan	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h	100	200	400
Schweinegülle	t FM/a	8.287	5.997	0
Rindergülle	t FM/a	3.315	1.999	0
Maisstroh	t FM/a	4.972	11.994	0
biogene Abfälle	t FM/a	0	0	34.000
Mischpreis des Substratmixes	EUR/MWh <sub>th</sub>	46,9	39,9	0

Die „Biomethane Industrial Partnership“ hat Rohstoffkosten verschiedener Anlagen erhoben (siehe Abbildung 15). Vergleicht man die in diesem Gutachten angesetzten Rohstoffkosten liegen sie am oberen Ende der Literaturwerte. Dies ist insofern plausibel, als dass in Gebieten mit intensiver, großstrukturierter Landwirtschaft und der damit verbundenen Agrarindustrie die Rohstoffkosten durch Skalierung deutlich niedriger liegen.



Abbildung 14: Verteilung der Rohstoffkosten

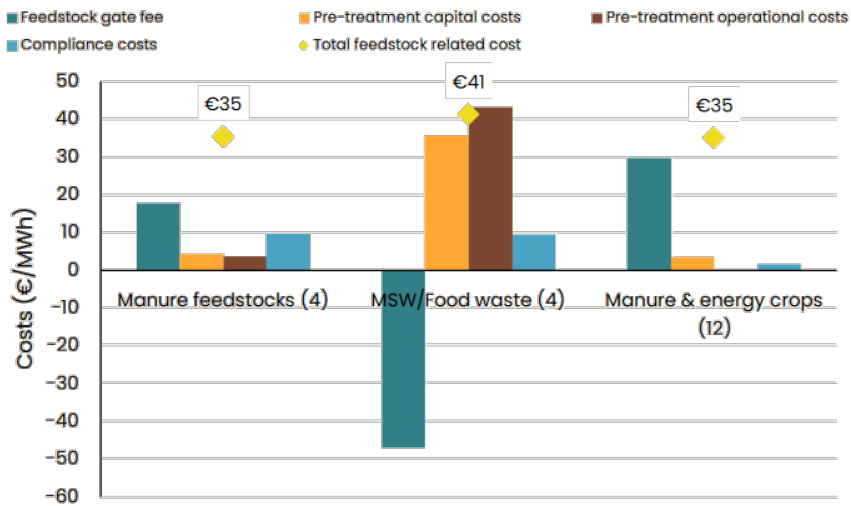


Abbildung 15: Literaturwerte für Feedstock-Kosten (BIP, 2023)

### 5.2.1.2 Betriebskosten

Aus Abbildung 16 kann man ablesen, dass die Betriebskosten (exkl. Rohstoffkosten) von Anlagen ohne kommunaler Rohstoffe 29 EUR/MWh<sub>th</sub> und für Anlagen die Abfälle behandeln 43 EUR/MWh<sub>th</sub> ausmachen (BIP, 2023). Der Rückmeldung eines großen europäischen Anlagenbauers zufolge liegen die Betriebskosten zwischen 30 und 40 EUR/MWh<sub>th</sub>, was diese Werte bestätigt.

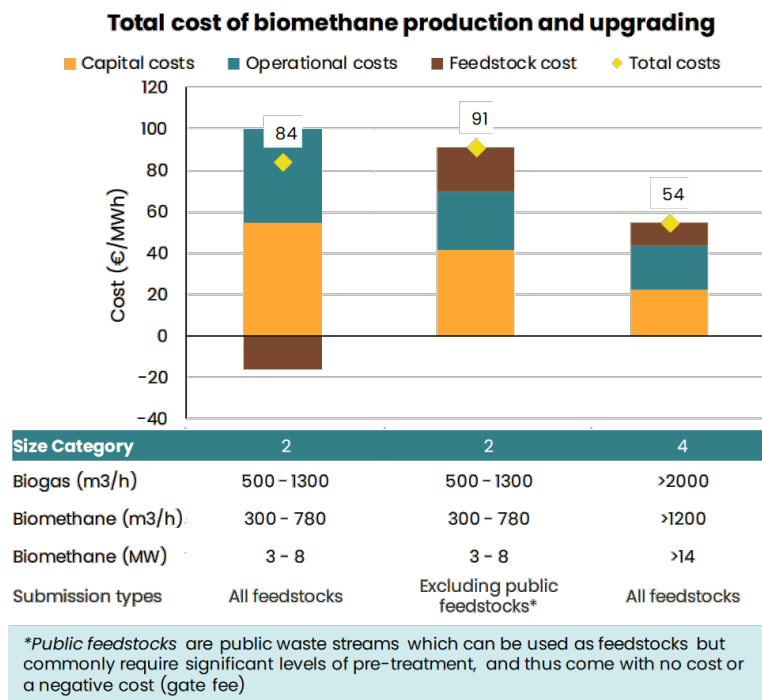


Abbildung 16: Zusammensetzung der laufenden Kosten (BIP, 2023)

Für die Berechnung der Gestehungskosten wurde allerdings angenommen, dass sich die Betriebskosten in einem Verhältnis zu den Investitionskosten befinden. Deshalb wurde für die kosteneffizienteste Anlage ein

Prozentsatz angesetzt, der in der Nähe des Durchschnittswerts der Literatur liegt. Da die Betriebskosten mit der Anlagengröße skalieren wurden für die Anlagen 1, 2 und 3 mit der Größe sinkende Prozentsätze an den Investitionskosten von 10%, 8% und 6% angenommen. Diese belaufen sich in gleicher Reihenfolge auf 73,5, 34,1 und 60,4 EUR/MWh<sub>th</sub>.

Zur Deckung des Eigenenergieverbrauchs von Biomethananlagen gibt es grundsätzlich drei Möglichkeiten: I) Die Verstromung des produzierten Biomethans mit Abwärmenutzung, II) externer Bezug von Strom und thermische Verwertung des produzierten Biomethans in einem Gasbrenner und III) externer Bezug von Strom und Nutzung eines anderen Energieträgers zur Wärmeherstellung. Da das Biomethan als sehr hochwertiger Energieträger mit entsprechendem Wert anzusehen ist, wurde von den Autoren Variante III) als die sinnvollste erachtet. Es wird also Strom aus dem Netz bezogen (zu Preisen wie in Kapitel 5.1 beschrieben).

Als Wärmequelle dient ein Hackschnitzelkessel mit der entsprechenden Dimensionierung zur Deckung des Wärmeeigenbedarfs. Die Beschickung erfolgt mit Waldhackgut. Die errechneten Gesteungskosten sind in Tabelle 19 angeführt.

Tabelle 19: Wärmekosten zur Eigenversorgung (eigene Berechnung)

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Notwendige Wärmeleistung	kW <sub>th</sub>	111	221	442
Wärmegestehungskosten	EUR/MWh <sub>th</sub>	46	44	42

## 5.2.2 Ergebnisse

Tabelle 20 zeigt eine Zusammenfassung der berücksichtigten Parameter mit den Ergebnissen für die Gesteungskosten für Biomethan aus unterschiedlichen Anlagenkonzepten.

Tabelle 20: Zusammenfassung der technischen und wirtschaftlichen Parameter mit den entsprechenden Gesteungskosten für die drei betrachteten Anlagen (LCOE ... Levelized Cost of Energy)

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Produktionskapazität Biomethan	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h	100	200	400
Produktionskapazität Biomethan	MW <sub>th</sub>	1,1	2,2	4,4
Waermenutzung	MWh <sub>th</sub> /a	940	1.880	3.760
Stromnutzung	MWh <sub>th</sub> /a	940	1.880	3.760
Volllaststunden	h/a	8.500	8.500	8.500
Investition Gebäude	EUR/kW <sub>th</sub> CH <sub>4</sub>	4.340	2.520	5.950
Investition Technische Anlagen	EUR/kW <sub>th</sub> CH <sub>4</sub>	1.860	1.080	2.550
Wartung und Instandhaltung	EUR/MWh <sub>th</sub> CH <sub>4</sub>	73,5	34,0	60,4
Wärme	EUR/MWh <sub>th</sub> CH <sub>4</sub>	4,6	4,4	4,2
Rohstoffe	EUR/MWh <sub>th</sub> CH <sub>4</sub>	46,9	39,9	0,0

<b>LCOE ohne Investitionszuschuss</b>	<b>EUR MWh<sub>th</sub><sup>-1</sup></b>	276	177	218
<b>LCOE mit maximalem Investitionszuschuss</b>	<b>EUR MWh<sub>th</sub><sup>-1</sup></b>	246	146	188

Hier ist nochmals deutlich zu erwähnen, dass die Festsetzung der eingehenden Parametern viele Annahmen, Abschätzungen und Durchschnittswerte enthält, die in der Praxis deutlich anders ausfallen können. Insbesondere die Investitionskosten und die Betriebskosten sind in den beschriebenen Anlagen konservativ angesetzt, was in verhältnismäßig hohen Gestehungskosten resultiert, vergleicht man diese mit, von der „Biomethane Industrial Partnership“ erhobenen, durchschnittlichen Gestehungskosten der Gestehungskosten von 89 EUR/MWh<sub>th</sub>.

Setzt man bei der obigen Berechnung für Anlage 3 günstige, aber realistische Annahmen für Investitionskosten von 2500 EUR/kW<sub>th</sub> und Gesamtbetriebskosten von 60 EUR/MWh<sub>th</sub> an, sinken die Gestehungskosten unter Berücksichtigung des maximalen Investitionszuschusses auf 107 EUR/MWh<sub>th</sub>, und damit auf ein vergleichbares Niveau wie im europäischen Schnitt.

Ersichtlich ist auch, dass der empfohlene maximale Fördersatz für den Investitionszuschuss zwar eine deutliche Auswirkung auf die Gestehungskosten hat, aber diese jedenfalls nicht in die Nähe der Kosten von Erdgas kommen. Daher ist durch den empfohlenen, maximalen Fördersatz nicht mit einer Marktverzerrung zu rechnen.

### 5.2.3 Sensitivitätsanalysen

Die Sensitivitätsanalyse wurde für die Gestehungskosten der kosteneffizientesten Anlage (Anlage 2) inklusive des maximal anzusetzenden Fördersatzes für den Investitionszuschuss durchgeführt. Die Standardwerte (=100%) sind in Tabelle 21 angeführt.

Tabelle 21: Standardwerte der betrachteten Parameter für die Sensitivitätsanalyse

Parameter	Einheit	Wert
CAPEX	EUR	3.600
Betriebskosten (Wartung, Rohstoff, Wärme)	EUR/(a MWh <sub>th</sub> )	78,8
Vollaststunden	h/a	8.500
LCOE2025 mit Investitionszuschuss	EUR/MWh <sub>th</sub>	150

Abbildung 17 zeigt die Sensitivität der Gestehungskosten gegenüber einer prozentuellen Änderung der betrachteten Parameter. Die relative Änderung der Vollaststunden endet bei 100%, da eine Erhöhung über 8.500 h/a nicht realistisch ist. Der Einfluss der Vollaststunden ist jedenfalls ein signifikanter und deutet darauf hin, dass für Biomethananlagen eine möglichst hohe Auslastung notwendig ist. Einen großen Einfluss auf die Gestehungskosten weisen auch die Betriebskosten auf. Daraus ist abzuleiten, dass kosteneffiziente Anlagen insbesondere nur an solchen Standorten betrieben werden können und sollten, ab denen eine günstige Versorgung mit Rohstoffen gewährleistet werden kann. Weiters ist darauf Bedacht zu nehmen, dass es möglichst zu einer optimalen Rohstoff-Allokation zwischen den bestehenden beziehungsweise neu zu errichtenden Anlagen kommt und damit eine Rohstoffkonkurrenz zu vermeiden. Diese würde die Rohstoffpreise und damit die Gestehungskosten in die Höhe treiben, ohne aber zusätzliche Energiemengen zur

Verfügung zu stellen. Die CAPEX haben ebenfalls einen deutlichen Einfluss auf die Gestehungskosten, auch wenn dieser weniger deutlich ausfällt als bei den Betriebskosten. Die Investitionszuschüsse können hier eine positive Wirkung entfalten.

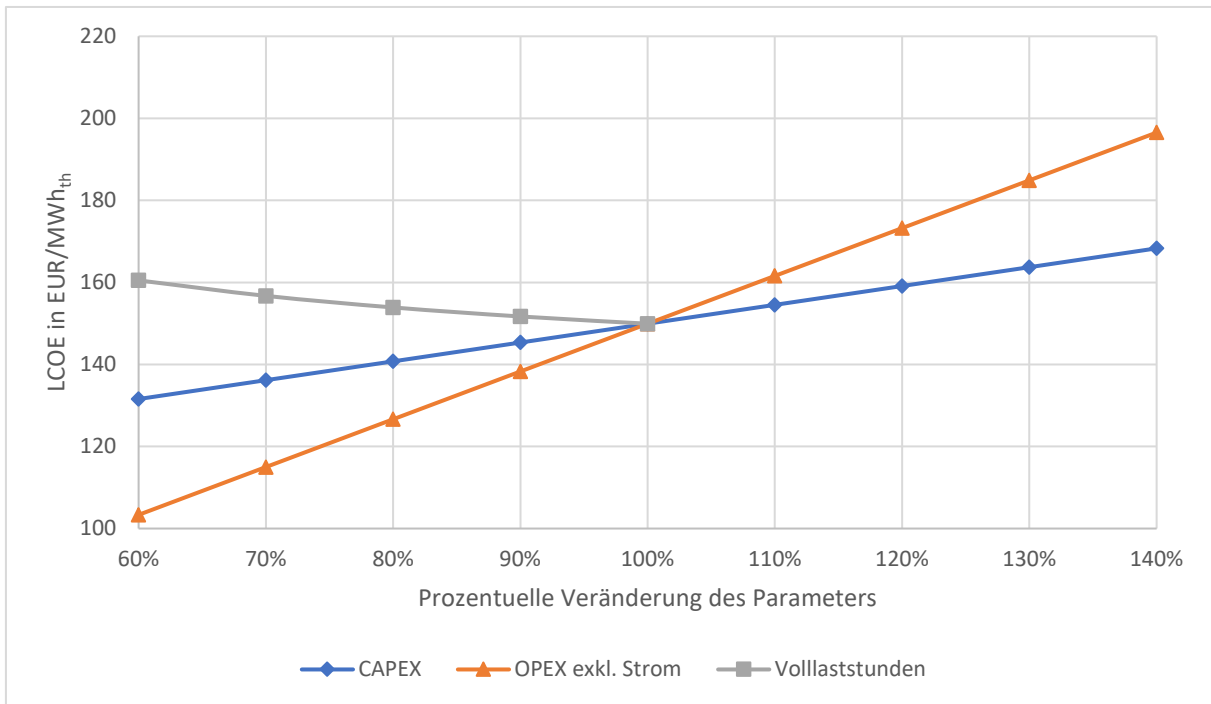


Abbildung 17: Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten von Anlage 2 unter Berücksichtigung des Investitionszuschusses

## 5.3 Wasserstoff

### 5.3.1 Datengrundlagen

Für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten (LCOH – „Levelized Cost of Hydrogen“) wurde nicht zwischen einer PEM und einer AEL-Anlage unterschieden. Obwohl in der Literatur und den Stakeholder-Rückmeldungen für die beiden Technologien häufig verschiedene Preise angegeben wurden, können nach den qualitativen Gesprächen und aus den großen Literaturschwankungen keine sicheren Kostendifferenzen angegeben werden. Für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten werden hierbei die den Empfehlungen zugrunde liegenden Werte genommen. Für den Elektrolyseur werden somit die in Tabelle 22 dargestellten Annahmen getroffen.

Tabelle 22: Getroffene Annahmen zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten (LCOH)

Eigenschaften des Elektrolyseurs	Annahmen für Kostenrechnung
CAPEX Elektrolyseur PEM oder ALK	Investitionsjahr 2025: 3.037 EUR/kW <sub>el</sub> installierter Leistung
Fördersatz	1.974 EUR für kleine Unternehmen mit $\geq 1$ MW
Systemeffizienz bezogen auf Heizwert (Hi)	67%
Degradation der Elektrolyse-Stacks	0,2% pro 1000 Volllaststunden

Eigenschaften des Elektrolyseurs	Annahmen für Kostenrechnung
Personalkosten	1% von den CAPEX / Jahr
Wartung und Instandhaltung	1% von den CAPEX / Jahr
Wasserkosten ohne Abwasser	20 L/kg Wasserstoff bei 2 EUR/m <sup>3</sup> Wasser
WACC (vor Steuern)	11,24%
Inflation	Wie im Kapitel zur grundlegenden Methodik beschrieben
Abschreibungszeitraum	15 Jahre

Sowohl die Betriebskosten (OPEX) als auch die Strompreise werden wie im Kapitel zur grundlegenden Methodik inklusive der abgeschätzten Inflationsätze für den Abschreibungszeitraum ab der angenommenen Inbetriebnahme im Jahr 2026 gerechnet.

### 5.3.1.1 Stromkosten

Bei der Errechnung der Wasserstoffgestehungskosten ist der Strompreis die mit Abstand größte Kostenstelle. Für die Berechnung ist dabei sowohl der Strombezug mit dem jeweiligen Geschäftsmodell sowie die Befreiung von Entgelten sehr einflussreich auf die berechneten Kosten für Wasserstoff.

Im Folgenden werden drei verschiedene Varianten dargestellt, wobei die weiteren Berechnungen nur mit der ersten Variante weitergeführt werden.

1. Der Strompreis wird auf Netzebene 5 komplett aus dem Stromnetz bezogen. Die Preise entsprechen den durchschnittlichen Stromtarifen auf dieser Ebene und sind unabhängig von der Auslastung über das Jahr konstant. Die Berechnung dieses Strompreises basiert auf der gleichen Berechnungsmethode wie für Biomethan und wird in der folgenden LCOH-Berechnung verwendet (siehe Abbildung 13).
2. Der Strom wird auf Netzebene 5 bezogen und im Großhandel gekauft. Es werden bevorzugt die günstigsten Stunden im Jahr eingekauft, bei sehr vielen Volllaststunden muss jedoch auch in den teuren Stunden Strom gekauft werden. Diese Strompreise unterliegen der Annahme, dass die Strompreise in den teuren Stunden im Jahr – aufgrund der „Merit-Order-Logik“ – vom hinterlegten Gaspreis des jeweiligen Jahres bestimmt werden.
3. In dieser Variante werden neben dem Elektrolyseur eine eigene Photovoltaik (PV)- und eine Wind-Anlage – im Spitzenleistungs-Verhältnis 1 zu 1 – betrieben und der Strom davon genutzt. Diese Anlagen wurden auf eine Auslastung von 5.000 äquivalenten Volllaststunden optimiert und haben jeweils eine Leistungsspitze von 1,87 kW pro kW Elektrolyseurleistung wie in Abbildung 18 dargestellt. Bei einer höheren Auslastung muss dabei Strom zu Tarifen auf Netzebene 5 zugekauft werden. Die Elektrolyseure können bis zu einer Auslastung von 20% betrieben werden. Die nicht genutzten Strommengen der lokalen Produktion werden dabei nicht am Markt verkauft und die Kosten auf die genutzte Strommenge umgelegt. Für die LCOE für PV und Wind wird 89,8 EUR/MWh und 100,8 EUR/MWh angenommen (eigene Berechnung).

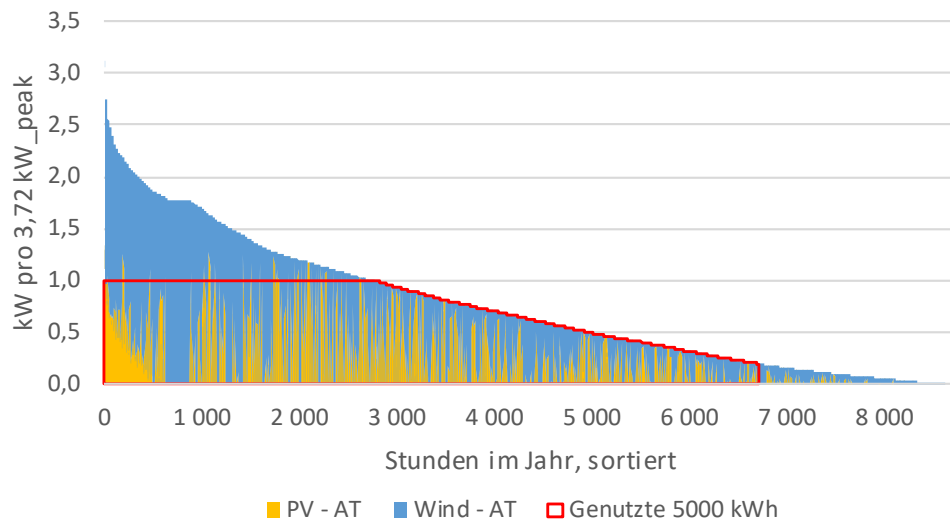


Abbildung 18: Summe der Stromproduktion pro Stunde der je 1,87 kW<sub>Peak</sub> PV- und Windanlagen für 1 kW Elektrolyseurleistung, die Stunden wurden nach Produktion absteigend sortiert

Quellen: PV und Windanlagen für Österreich abgeleitet aus Daten von EMHIREs (Gonzalez-Aparicio, 2021), Berechnung AEA

Zusätzlich gibt es für die Elektrolyseanlagen für den Strombezug aus dem Stromnetz Befreiungen von Entgelten. Für diese Strompreisberechnung wurden dabei die folgenden Befreiungen berücksichtigt:

- ElWoG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010)
  - §54 (6): Netzzutrittsentgelt
  - §55 (10): Netzbereitstellungsentgelte
  - §111 (3): Netznutzungs- und Netzverlustentgelte

Weitere im EAG festgelegte Befreiungen von der Erneuerbaren-Förderpauschale nach §73 und den Erneuerbaren-Förderbeitrag nach §75 sind aufgrund der noch nicht umgesetzten Rechtsgrundlage nicht Bestandteil dieser Berechnung.

Diese Befreiungen sind weiter eingeschränkt durch eine Mindestleistung von 1 MW und – für §54 und §55 – die Bedingung, dass kein Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist wird. Dadurch ergeben sich große Unterschiede zwischen Anlagen von 0,5 bis 1 MW und Anlagen mit mindestens 1 MW. Besonders die Netznutzungskosten wirken sich erheblich auf die Betriebskosten aus und werden im Folgenden je nach Anlagengröße herausgerechnet. Eine Darstellung der verschiedenen Strommodelle ist in Abbildung 19 dargestellt – die gestrichelten Linien ohne Entgelte zeigen die Preise für Anlagen mit einer Mindestleistung von 1 MW an.

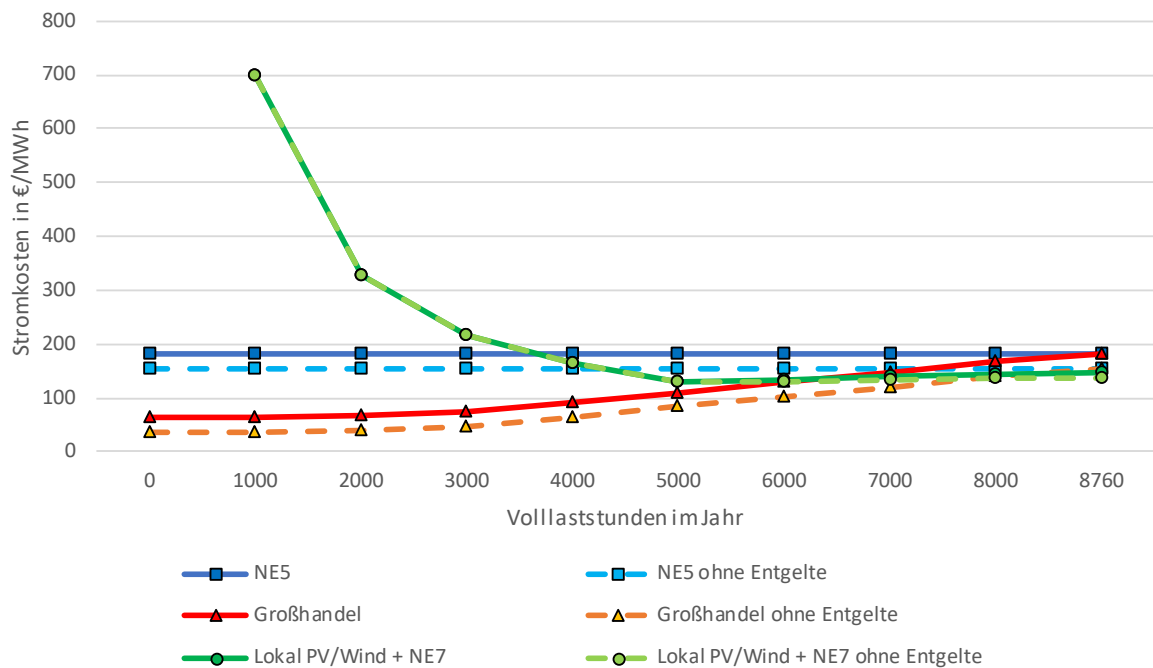


Abbildung 19: Verschiedene Stromkosten-Modelle für den Bezug in Elektrolyseuren, Durchschnittliche Strompreise über Abschreibungszeitraum

### 5.3.2 Ergebnisse

Mit den festgelegten Annahmen und den Strompreisen aus der Varianten 1 – vollständiger Bezug aus Stromnetz mit Abnahmeverträgen wurden im besten Fall Wasserstoffgestehungskosten von 343,49 EUR/MWh –bezogen auf den Heizwert ( $H_i$ ) – berechnet. Dass entspricht Kosten von 11,45 EUR/kg. Bei der Berechnung wurden die maximalen Förderbeträge angenommen, die in der vorherigen Investitionskostenbetrachtung empfohlen wurden. Wie in Abbildung 20 dargestellt, ergeben sich aufgrund der Stromentgeltbefreiungen und Förderungen verschiedene LCOH in Abhängigkeit zu den Unternehmens- und den Anlagengrößen.

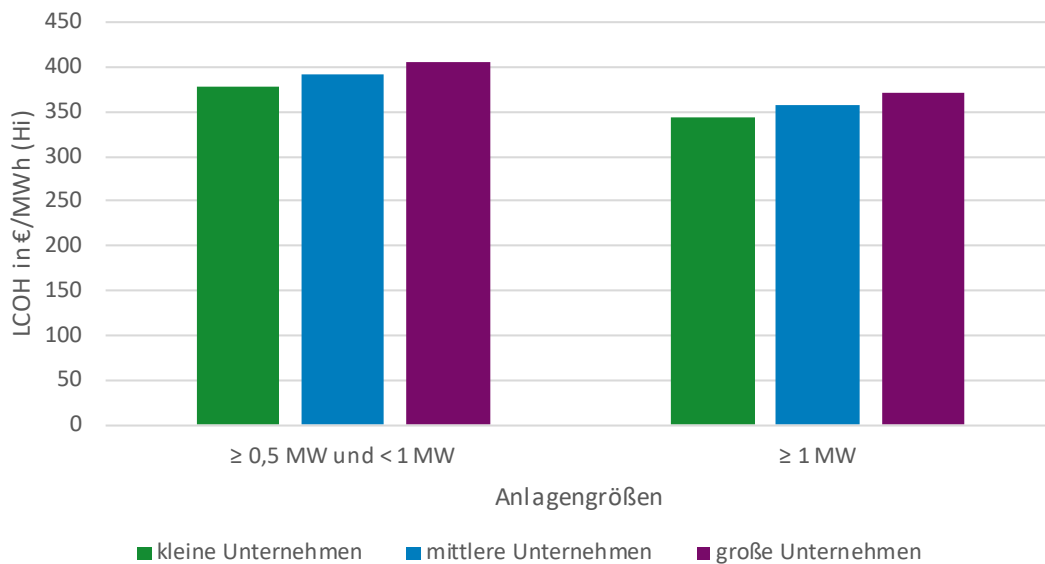


Abbildung 20: Einwirkungen der Förderungen nach Unternehmens- und Anlagengrößen auf die LCOH über den Abschreibungszeitraum

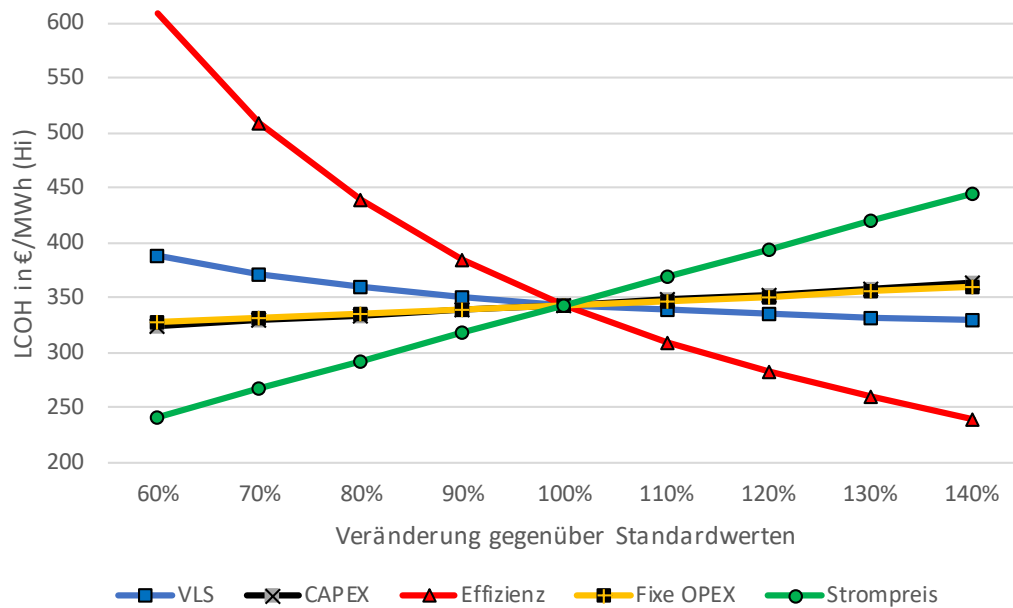
Die Anlagen mit einer elektrischen Anschlussleistung von 0,5 M bis unter 1 MW weisen, je nach Unternehmensgrößen, Wasserstoffgestehungskosten von 378,34 EUR/MWh bis zu 406,22 EUR/MWh auf. Für größere Anlagen sinken diese Kosten um 34,85 EUR/MWh auf eine Spanne von 343,49 EUR/MWh bis 371,37 EUR/MWh.

Die Entstehungskosten für Wasserstoff sind im Gegensatz zu anderen Energieträgern zurzeit sehr hoch bezogen auf den Energiegehalt. Der Einsatz von Wasserstoff wird sich somit voraussichtlich auf Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle fokussieren, wie denen andere Energieträger nicht oder nur beschränkt anwendbar sind.

### 5.3.3 Sensitivitätsanalysen

Um die ausgerechneten LCOH auf die Empfindlichkeit der getroffenen Annahmen zu überprüfen, wurde im Folgenden eine Sensitivitätsanalyse der wichtigen Parameter durchgeführt. Variiert wurden dabei die Volllaststunden (VLS), die Investitionskosten (CAPEX), die Effizienz, die fixen Betriebskosten (OPEX) und den Strompreis. Ausgehend von dem optimalen Ergebnis mit Gestehungskosten von 343,49 EUR/MWh wurden die Parameter jeweils mit einem Prozentsatz von +40% bis -40% variiert und die daraus entstehenden Stromkosten in Abbildung 21 dargestellt.

Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse wichtiger Parameter zur Berechnung des LCOH über den Abschreibungszeitraum



Bei der Sensitivitätsanalyse wird vor allem der große Einfluss des Strompreises und der Effizienz deutlich. Eine Reduzierung der Effizienz wirkt sich dabei ausschließlich durch den steigenden Stromverbrauch auf die gesamten LCOH aus.

Dagegen wirken sich Änderungen in den Investitionskosten – wodurch auch die fixen Betriebskosten beeinflusst werden – und den fixen Betriebskosten nur gering aus. Die Volllaststunden haben wie in Abbildung 19 dargestellt je nach Strombezugsart größere Auswirkungen. Bleiben dabei die Stromkosten wie für das Ergebnis angenommen konstant, so ist immer eine möglich hohe Auslastung der Anlage zu bevorzugen.

# 6 Darstellung der Förderungen in ausgewählten EU-Ländern

Es sollen die in diesem Gutachten empfohlenen maximalen Fördersätze einem europäischen Vergleich unterzogen werden. Zu diesem Zweck wurden die nationalen Fördermechanismen von ausgewählten Ländern mit Produktionskapazitäten für erneuerbaren Gasen recherchiert und in diesem Kapitel zusammengefasst dargestellt. Es werden vollständigshalber alle verfügbaren, nationalen Förderungen für die Produktion erneuerbarer Gase beschrieben und die für den internationalen Vergleich relevanten Förderungen in Kapitel 6.3 zusammengefasst und besprochen.

## 6.1 Biomethan

In diesem Kapitel werden ausgewählte bestehende und auslaufende Förderschemata betreffend Biomethan für 5 EU-Länder erhoben und im Folgenden zusammengefasst. Der Umgang bei den Fördermodalitäten unterscheidet sich je nach Land stark voneinander. Je nach Strategie werden der Neubau und die Umrüstung von Biogas- und Biomethananlagen subventioniert, teilweise auch der Bau von notwendiger Infrastruktur. Es werden Zuschüsse bei Bau und Modifikation der Anlagen gewährt, und/oder Tarife für bereitgestellte Mengen an Biomethan in das Erdgasnetz gewährt.

### 6.1.1 Deutschland

Tabelle 23 zeigt das Förderschema für Biogas/Biomethan für Deutschland. In Deutschland basiert die bundesweite Förderung von Biogas auf einem Gebotssystem. Das initiale Fördervolumen betrug 600.000 kW, wurde wegen drohender Unterzeichnung jedoch auf 75.711 kW reduziert. Die Anlagengenehmigung musste zum Gebotszeitpunkt bereits vorliegen. Gebote die 21,03 ct/kWh überschritten, wurden ausgeschlossen.

Bayern bietet zudem eine landeseigene Förderschiene an. Gefördert werden die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz und die Erzeugung von Wärme und Strom aus Biomethan und Biogas. Dies geschieht über zwei Förderbereiche:

- Biogasaufbereitungsanlagen (Neuinvestition/Umrüstung)  
Zuschüsse belaufen sich von 30-40 % der Kosten mit maximalen Fördersummen von 500.000 und 800.000 EUR. Fördersummen können sich durch Nutzung anderer Fördermittel auf 45-65 % (je nach Unternehmensgröße) kumulieren.
- Biogas-/Biomethanleitungen  
Ein fester Betrag von 100 EUR/m Leitung wird gefördert, inklusive Übergabestationen bis 50.000 EUR. Gesamt jedoch maximal 200.000 EUR. Die Förderung ist nicht mit weiteren Fördermitteln kumulierbar.

Die Mindestförderung beträgt 50.000 EUR. Die Förderobergrenze bei einer Anlagenkapazität von 350 Nm<sup>3</sup> beträgt 500.000 EUR, bei 750 Nm<sup>3</sup> beträgt sie 800.000 EUR. Bei Umrüstung einer Biogasanlage zu einer Biogasaufbereitungsanlage beträgt die Förderobergrenze 700.000 EUR.

Tabelle 23: Förderschema für Biogas/Biomethan in Deutschland (Bundesnetzagentur, 2024), (TFZ Bayern, 2024)

Fördergegenstand	Förderhöhe
Bundesweite Gebote (Bundesnetzagentur)	OPEX: max. 21,03 ct/kWh
Bayern (BioMeth Bayern): Biogasaufbereitungsanlagen Neuinvestitionen/Umrüstung mind. 350/700 Nm <sup>3</sup> /h	CAPEX 30-40 % Investmentkosten (max. 500-800.000 EUR), Kumulierung bis 45-65 % möglich (danach Kürzung der Fördermittel)
Bayern (BioMeth Bayern): Biogas-/Biomethanleitungen ab 300 m Länge, inkl. Übergabestationen, Verdichter, Kühler	CAPEX 100 EUR/m, Übergabestationen bis 50.000 EUR, max. 200.000 EUR, nicht kumulierbar

### 6.1.2 Dänemark

Das dänische Biogas-Subventionsprogramm läuft von 2020-2044 und soll eine langfristige Unterstützung der Biogas- und Biomethanerzeugung sichern. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan, die Verwendung von Biogas in KWKs und der Einsatz von Biogas in industriellen Prozessen und im Transport sind Kernthemen des Programms. Bis 2035 soll Dänemark seinen Gasverbrauch so zu 100 % über produziertes Biomethan decken können.

Die Subventionen sind produktionsabhängig, die Erzeuger erhalten Förderungen je nach produzierter Menge, je nach Verwendungszweck des produzierten Gases variieren die Fördersätze. Zudem sinken die Fördersätze über die Zeit, um die Entwicklung der Branche abzubilden. Tabelle 24 beschreibt die Förderungen für Biogas/Biomethan in Dänemark.

Tabelle 24: Förderschema für Biogas/Biomethan in Dänemark (Danish Energy Agency, 2023)

Fördergegenstand	Förderhöhe
Bestehende und neue Biomasseanlagen	OPEX: 2 ct/kWh
Biogas und biomassebasiertes Erzeugungsgas nutzende Anlagen	OPEX: Grundlage Erdgaspreisindex, jährlich angepasst: 35 ct/kWh OPEX: Entwicklung Erdgaspreis, jährlich angepasst: 14ct/kWh (2020 abgeschafft) OPEX: Fester Abrechnungspreis, jährlich reguliert: 11 ct/kWh
Spezielle Biomasseanlagen (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

### 6.1.3 Frankreich

Frankreich regelt die Förderung von Biogas und Biomethan seit 2023 über langfristig garantierte Abnahmetarife. Diese werden je nach Produktionsmenge, Anlagentyp und weiteren Faktoren berechnet. Der Bezug weiterer Subventionen ist möglich, wenn die Gesamttrendite der Anlage 10 % nicht überschreitet. Weitere Informationen sind in Tabelle 25 beschrieben.

Tabelle 25: Förderschema für Biogas/Biomethan in Frankreich (Republique Francaise, 2023)

Fördergegenstand	Förderhöhe
Garantierte Abnahmetarife für 15 Jahre	OPEX: 12,2 ct/kWh bis 5 GWh
Methanisierungsanlagen für organische Abfälle, Biogas aus nicht gefährlichen Abfällen, Anlagengröße bis max. 25 GWh	Stufenweise Abschläge bis mind. 8,8 ct/kWh (5-25 GWh)
Prämienmodell für > 60 % landwirtschaftliche Reststoffe als Input, Autarkieprämie wenn Anlagenenergiebedarf mit eigenem Biogas gedeckt wird	Kumulierung mit anderen Förderprogrammen möglich

### 6.1.4 Italien

Die Fördermodalitäten Italiens betreffend Biogas und Biomethanproduktion sind Tabelle 26 beschrieben. Italien stellt 1,7 Mrd. EUR für die Förderung von Biomethan zur Verfügung. Darin enthalten ist die Umstellung bestehender Biogasanlagen auf Biomethananlagen und der Bau neuer Biomethananlagen. Das italienische Förderschema basiert auf 2 Pfeilern. Ein Kapitalzuschuss zu den Investitionskosten für den Bau und die Effizienzverbesserung von Biomethananlagen (Neubau und Umrüstung landwirtschaftlicher Biogasanlagen). Dieser schließt Bau- und Effizienzverbesserungen, Infrastruktur, Maschinen, Biogasreinigung und Biomethanlagerung sowie Netzanschluss, Überwachungs- und Emissionskontrollgeräte, Software zum Anlagenmanagement sowie Planung, Beratung und Durchführbarkeitsstudien mit ein. Zusätzlich dazu sollen Anreiztarife die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz attraktiver gestalten. Diese variieren je nach Anlagengröße.

Tabelle 26: Förderschema für Biogas/Biomethan in Italien (Bird&Bird, 2022)

Fördergegenstand	Förderhöhe
Abhängig von Anlagentyp und Kapazität	OPEX: Spezifische Anreiztarife für 15 Jahre Anlagenkapazität (landwirtschaftliche Reststoffe) ≤ 100 Smc/h: 115 EUR/MWh Anlagenkapazität (landwirtschaftliche Reststoffe) > 100 Smc/h: 110 EUR/MWh Anlagenkapazität (organische Abfälle): 62 EUR/MWh
Kapitalzuschuss zu Investitionskosten, Zuschussfähig: Anschluss and Erdgasnetz, Planung, Beratung, Durchführbarkeitsstudien, Überwachung und	CAPEX: Gesamt 1,7 Mrd. EUR Kapitalzuschuss je nach maximalen Investkosten, unterschiedliche Zuschüsse bei Neubau und

Fördergegenstand	Förderhöhe
Emissionskontrolle, Software, bauliche und Effizienzverbesserungen (inkl. Biogasreinigung, Biomethanlagerung, Infrastruktur, Maschinen), Gärrestkompostierung	Umrüstung. Kapitalbeteiligung bis 40 % der spezifischen Investkosten
Landwirtschaftliche Reststoffe, Produktionskapazität ≤ 100 Smc/h	CAPEX: Neubau:33.000 EUR Umrüstung: 12.600 EUR
Landwirtschaftliche Reststoffe, Produktionskapazität 100-500 Smc/h	CAPEX: Neubau 29.000 EUR Umrüstung 12.600 EUR
Landwirtschaftliche Reststoffe, Produktionskapazität > 500 Smc/h	CAPEX: Neubau 13.000 EUR Umrüstung 11.600 EUR
Organische Abfälle (alle Produktionskapazitäten)	CAPEX: Neubau 50.000 EUR

### 6.1.5 Niederlande

Die Förderstrategie für Biogas/Biomethananlagen wird in den Niederlanden über das Programm ‚SDE++2024‘ geregelt und ist in Tabelle 27 beschrieben. Die Förderbedingungen für Biomassevergärung basieren unter anderem auf einer Einspeiseverpflichtung des produzierten Biomethans, das den Qualitätsstandards des Gasnetzbetreibers entsprechen muss. Förderungen sind für die Vergärung viele Arten von Biomasse verfügbar, solange ein Mindestbiogasertrag von 25 Nm<sup>3</sup> Erdgasäquivalenten/t Biomasse gewährleistet werden kann.

Die Förderhöhe unterscheiden sich je nach eingesetzter Biomasseart. Die Höhe der Förderung errechnet sich zudem phasenbasiert (5 Phasen), je nachdem wann eingereicht wird, steigt oder sinkt der Fördersatz, auch basierend auf dem CO<sub>2</sub>-Einsparungspotential der genutzten Technologie.

Tabelle 27: Förderschema für Biogas/Biomethan in den Niederlanden (Government of the Netherlands, 2024)

Fördergegenstand	Förderhöhe
Förderung für fast alle Arten von Biomasse, inkl. Ko-Fermentation von Gülle und Gülle-Monovergärung, Schlammvergärung in Kläranlagen, Fortsetzungsprojekte und die Umstellung von KWK-Anlagen auf die Nutzung von erneuerbarem Gas. Maximal 8000 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

## 6.2 Wasserstoff

Im Folgenden Teil werden Förderstrategien ausgewählter EU-Mitgliedsstaaten betrachtet und beschrieben. Zudem werden verschiedene Förderinstrumente, die in Großbritannien und Norwegen zur Anwendung kommen, erläutert. Mitgliedsstaaten übergreifende Projekte werden ebenso betrachtet wie die Strategien der einzelnen Länder.

### 6.2.1 Mitgliedsstaaten übergreifende Projekte

Das Programm ‚Important Projects of Common European Interest (IPCEI)‘ vereint innovative Projekte, die einen wichtigen Teil zur Umsetzung des European Green Deal und der digitalen Agenda der EU beitragen können. IPCEIs werden national finanziert, die EU-Kommission unterstützt bei Auswahl und priorisiert Prüfung und Genehmigung der Projekte. Die Projekte sind immer länderübergreifend und sollen so auch die internationale Zusammenarbeit der Mitgliedsstaaten und derer Unternehmen stärken. Es wird erwartet, dass die Summe staatlicher Beihilfen und privater Investitionen insgesamt 91 Mrd. EUR übersteigen wird. 4 der 10 aktuell genehmigten Forschungsinitiativen beschäftigen mit der Wasserstoff-Wertschöpfungskette. 99 Unternehmen in 16 EU-Mitgliedsstaaten (inkl. Norwegen) sind derzeit beteiligt. Die genehmigten Fördermittel belaufen sich auf 18,9 Mrd. EUR, private Investitionen in der Höhe von 27,1 Mrd. EUR werden erwartet (European Commission, 2024).

- **Erster Wasserstoff IPCEI Hy2Tech (2022)**  
35 Unternehmen aus 15 Mitgliedsstaaten sind an diesem IPCEI beteiligt. Es deckt große Teile der Wasserstoffwertschöpfungskette inklusive Wasserstoffproduktion, -speicherung, -transport und -verteilung, Brennstoffzellentechnologie und Endverbraucheranwendungen ab. Die Förderhöhe beläuft sich auf 5,4 Mrd. EUR, zudem werden 9 Mrd. EUR an privaten Investitionen erwartet. An Hy2Tech sind auch österreichische Unternehmen beteiligt. ‚AVL List‘ bringt hocheffiziente Hoch-Temperaturelektrolyse zur Marktreife, während ‚Plastic Omnium‘ einerseits ein serienreifes Wasserstoff-Brennstoffzellensystem entwickelt das in schweren Nutzfahrzeugen eingesetzt werden soll und andererseits Einspritzanlagen für Großmotorenanwendungen die Wasserstoff und wasserstoffbasierte Kraftstoffe (Ammoniak, Methanol) nutzen, entwickelt (European Commission, 2024).
- **Zweiter Wasserstoff IPCEI Hy2Use (2023)**  
29 Unternehmen aus 13 Mitgliedsstaaten sowie Norwegen sind an diesem IPCEI beteiligt. Es deckt Themen wasserstoffbezogener Infrastruktur, insbesondere den Bau großer Elektrolyseure und den Aufbau der Transportinfrastruktur ab. Zudem sollen innovative Technologien zur Integration von Wasserstoff in industrielle Prozesse wie Stahl-, Glas- und Zementindustrie entwickelt werden. Das Fördervolumen beläuft sich auf 5,2 Mrd. EUR, es werden 7 Mrd. EUR an privaten Investitionen erwartet (European Commission, 2024).  
An Hy2Use sind österreichische Unternehmen beteiligt. ‚GrAmLi‘, eine Kooperation aus ‚VERBUND‘ und ‚LAT NITROGEN‘ realisiert den Bau eines 60 MW PEM-Elektrolyseurs zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, der anschließend zur Herstellung von Ammoniak genutzt wird. Der hergestellte grüne Wasserstoff soll im bestehenden Prozess 10 % des derzeit genutzten grauen Wasserstoffs ersetzen. Zudem plant der ‚VERBUND‘ eine Anlage zur elektrolytischen Wasserstoffherzeugung zu errichten und in die Ammoniak- und Salpetersäureherstellung von ‚Borealis‘ im Chemiepark Linz zu integrieren (European Commission, 2024).

- **Dritter Wasserstoff IPCEI Hy2Infra (2024)**  
32 Unternehmen aus sieben EU-Mitgliedsstaaten sind beteiligt. Das IPCEI beschäftigt sich mit dem Einsatz von 3,2 GW Elektrolyseuren, dem Einsatz von neuen und wiederverwendeten Wasserstoffleitungen mit Gesamtlänge von 2.700 km, der Entwicklung von 370 GW großen Wasserstoffspeichern und dem Bau eines Umschlagsterminals mit einer Kapazität von 6.000 t Wasserstoff pro Jahr. Das Fördervolumen beläuft sich auf 6,9 Mrd. EUR, 5,4 Mrd. EUR an privaten Investitionen werden erwartet. Kein österreichisches Unternehmen nimmt an diesem IPCEI teil (European Commission, 2024).
- **Vierter Wasserstoff IPCEI Hy2Move (2024)**  
Dieses IPCEI wird von 11 Unternehmen aus 7 Mitgliedsstaaten verwirklicht. Es dreht sich um die Entwicklung neuer Mobilität- und Verkehrsanwendungen um Wasserstoff in den Verkehrssektor (Straßen-See- und Luftverkehr) zu integrieren. Unter anderem werden auch die Entwicklung von Hochleistungs-Brennstoffzellen und neue Wege zur Speicherung von Wasserstoff an Bord von Flugzeugen und die Versorgung von Wasserstofftankstellen bearbeitet. Die Fördermittel belaufen sich auf 1,4 Mrd. EUR, 3,3 Mrd. EUR an privaten Investitionen werden erwartet. Kein österreichisches Unternehmen ist an diesem IPCEI beteiligt (European Commission, 2024).

## 6.2.2 Spanien

Die spanische Regierung unterstützt die Entwicklung der Wasserstoffindustrie durch mehrere Programme wie H<sub>2</sub>-Pioneros, H<sub>2</sub>-Valleys und im Rahmen des Plans für Konjunkturbelebung, Umgestaltung und Widerstandfähigkeit. Diese Programme sind in Tabelle 28 dargestellt.

- **H<sub>2</sub>-Pioneros**  
Das Programm ist Teil des NextGenerationEU-Programms und soll unter anderem die Umstellung auf grüne Energie unterstützen. Förderungen sind auf die Einführung kommerzieller Anwendungen beschränkt.  
Anlagen zur Erzeugung und Verteilung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen: Um gefördert zu werden, müssen Elektrolyseure eine Kapazität zwischen 0,5 und 50 MW aufweisen, der verwendete Strom muss zudem zu 100 % aus erneuerbaren Quellen stammen. Förderfähig sind alsdann die Installation von Elektrolyseuren und Hilfssystemen, Infrastruktur zur Speicherung, Konditionierung und Abgabe von Wasserstoff, sowie Anlagen zu Komprimierung, Transport und Speicherung des erzeugten Wasserstoffs. Außerdem kann Strom aus Anlagen gefördert werden, wenn dieser nur zur Herstellung von Wasserstoff genutzt wird.  
Industrielle Nutzung: Neubau oder Umrüstung von Anlagen wird gefördert, wenn mind. 30 % der genutzten fossilen Brennstoffe durch Wasserstoff ersetzt werden.  
Anwendungen im Bereich der schweren Mobilität: Es wird die Nutzung von Wasserstoff im Schwerverkehr bei allen Verkehrsträgern gefördert. Dazu zählt auch der Bau von Wasserstofftankstellen.  
Innovative stationäre Anwendungen: Häfen, Flughäfen und Logistikzentren sowie die Speicherung mit Rückverstromungssystemen.  
Bei Erfüllung der Förderbedingungen wird ein nicht rückzahlbarer Zuschuss gewährt, der auch in Höhe von 100 % als Vorschuss ausbezahlt werden kann. Beihilfefähig sind die Investitionsmehrkosten im Vergleich zu weniger umweltfreundlichen Investitionen. Die Differenz ist beihilfefähig und ist pro Begünstigtem und Projekt auf 15 Mio. EUR begrenzt. In speziellen Fällen, wie der Lage der Maßnahmen des Projekts auf Inseln oder kleinen Gemeinden, kann eine zusätzliche Beihilfe gewährt werden. Dabei wird die Beihilfe um

5 % erhöht. Die maximale Dauer eines geförderten Projekts darf 36 Monate nicht überschreiten (IDAE, 2024).

- Innovative Programme zur Unterstützung der Wertschöpfungskette für erneuerbaren Wasserstoff im Rahmen des Plans für Konjunkturbelebung, Umgestaltung und Widerstandsfähigkeit  
 Hier werden großmaßstäbliche Elektrolyse-Demonstratoren, innovative Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen gefördert. Die Förderung teilt sich auf zwei Unterprogramme auf: 40 Mio. EUR stehen für die Entwicklung des Prototyps eines großen Elektrolyseurs zur Verfügung, während 60 Mio. EUR für die Integration eines großen Elektrolyseurs im industriellen Kontext reserviert sind. Die Mindestinvestition pro Projekt beträgt 1 Mio. EUR, das Projekt darf maximal 36 Monate dauern (IDAE, 2024).
- H2-Valleys  
 Das Programm unterstützt die Entwicklung von Großprojekten zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff, wenn diese mit dem Ort des Verbrauchs ident sind. Um förderfähig zu sein, müssen Elektrolyseure eine Größe von mindesten 100 MW aufweisen. Solange räumliche Nähe (Abstand zweier Anlagen < 100 km) gewährleistet ist, dürfen Anlagen mehr als einen Standort umfassen. Für mind. 60 % des erzeugten Wasserstoffs muss zudem eine Abnahmeverpflichtung bestehen. Förderfähig sind dann Investitionen in die Erzeugung von erneuerbarem und elektrolytischen Wasserstoff, jedoch nicht die Erzeugung von Strom aus Wasserstoff. Fakultativ förderfähig ist zudem die Speicherung des erzeugten Wasserstoffs, solange 75 % des Speichervolumens direkt an eine erneuerbare Erzeugungsanlage gekoppelt sind. Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Quellen, wenn diese direkt mit einem Elektrolyseur verbunden sind, bis zu einem Höchstsatz von 30 % der gesamten beihilfefähigen Kosten.  
 Es wird ein nicht rückzahlbarer Zuschuss gewährt, der zu 100 % als Vorschuss ausbezahlt werden kann. Die Vergabe basiert auf einem wettbewerblichen Verfahren unter Berücksichtigung eines wirtschaftlichen Verhältnisses, die Beihilfe wird als EUR Beihilfe/MW Elektrolyseur berechnet. Die Projektlaufzeit ist auf 36 Monate begrenzt. Die Gesamtfördermittel belaufen sich auf 1,2 Mrd. EUR (IDAE, 2024).

Tabelle 28: Förderschema für Wasserstoff in Spanien (IDAE, 2024), (IDAE, 2024), (IDAE, 2024)

Fördergegenstand	Förderhöhe
H <sub>2</sub> -Pioneros: Elektrolyseure mit Kapazität zwischen 0,5 und 50 MW (inkl. Infrastruktur), Neubau oder Umrüstung von industriellen Anlagen, um Wasserstoff nutzen zu können	CAPEX: Investitionsmehrkosten im Vergleich zu weniger umweltfreundlichen Investitionen, max. 15 Mio. EUR, Erhöhung um 5 % möglich, Projektdauer maximal 36 Monate, Auszahlung als Vorschuss möglich
Plan für Konjunkturbelebung, Umgestaltung und Widerstandsfähigkeit: großmaßstäbliche Elektrolyse-Demonstratoren, innovative Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff	CAPEX: Entwicklung des Prototyps eines großen Elektrolyseurs: 40 Mio. EUR Integration eines großen Elektrolyseurs im industriellen Kontext: 60 Mio. EUR Mindestprojektvolumen 1 Mio. EUR, Projektdauer maximal 36 Monate, Auszahlung als Vorschuss möglich
H <sub>2</sub> -Valleys: Elektrolyseure (min. 100 MW), Speicheranlagen und Anlagen zur Stromproduktion,	CAPEX: Gesamtfördermittel: 1,2 Mrd. EUR Höchstsatz 30 % der gesamten beihilfefähigen

wenn in räumlicher Nähe, Abnahmeverträge für min. 60 % des erzeugten Wasserstoffs

Kosten, Projektdauer maximal 36 Monate, Auszahlung als Vorschuss möglich

### 6.2.3 Niederlande

Die Niederlande fördern die großtechnische Wasserstoffherzeugung über ein Gesamtbudget von knapp 1 Mrd. EUR. Die Fördermodalitäten sind prägnant in Tabelle 29 dargestellt und werden im Folgenden erläutert. Gefördert werden Elektrolyseure mit Leistung von mind. 0,5 MW, wenn ausschließlich erneuerbarer Strom genutzt wird. Die Förderung ist nicht mit der Förderung im Rahmen von SDE++ (OPEX) kumulierbar. Gefördert werden anteilig die Investitionskosten sowie die Produktion von Wasserstoff über 5-10 Jahre. Es werden maximal 80 % der Investitionskosten erstattet. Förderfähig sind 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. Die Nennleistung der Anlage muss mindestens 0,5 MW sein. Der erzeugte Wasserstoff muss vollständig erneuerbar sein oder zumindest 70 % Treibhausgasemissionen im Vergleich zu nicht erneuerbarem Wasserstoff einsparen. Eine Direktleitung von Stromerzeuger zu Elektrolyseur und/oder Netzkopplung sind zulässig.

Pro Projekt kann maximal die Hälfte der gesamten Fördermittel beantragt werden (ca. 500 Mio. EUR). Die Gesamtförderung (Investition und Betrieb) beträgt 9 EUR/kg erzeugtem Wasserstoff. Die Förderdauer kann frei bestimmt werden, muss jedoch zwischen 5 und 10 Jahren sein. Die Förderung ist zwar kumulierbar, jedoch nicht mit Mitteln aus dem SDE++-Programm. Die Förderung wird auf Basis eines Punktesystems und per Ausschreibung gewährt. Der Investitionsteil wird 2 Wochen nach Baubeginn, der Betriebsteil nach Inbetriebnahme ausbezahlt.

Tabelle 29: Förderschema für Wasserstoff in den Niederlanden (Netherlands Enterprise Agency, 2024)

Fördergegenstand	Förderhöhe
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 Mrd. EUR, maximal 500 Mio. EUR/Projekt CAPEX: maximal 80 % der Investitionskosten OPEX: 9 EUR/kg Wasserstoff Förderdauer 5-10 Jahre, teilweise mit anderen Förderungen kumulierbar

### 6.2.4 Norwegen

Die norwegische Agentur für Wasserstoffförderung (Enova) bietet finanzielle Unterstützung bei der Einführung von Elektrolyseur-Technologien an. Die Förderung sieht Investitionszuschüsse für kommerzielle Wasserstoffprojekte vor, welche die Ausrüstungskosten, die Infrastrukturentwicklung und die Produktionsanlage abdecken und sich auf skalierbare Großprojekte konzentriert. Wichtige Parameter, die in die Entscheidung zur Förderwürdigkeit von Projekten miteinfließen sind das Emissionsreduktionspotential von Treibhausgasen, technologische Innovation wie die Steigerung der Effizienz, Skalierbarkeit und Wirtschaftlichkeitsverbesserung von Anlagen, die ein rentables Arbeiten ohne Subventionen gewährleisten können und Kooperationen und Partnerschaften zwischen Interessensgruppen.

Zudem werden Pilot- und Demonstrationsvorhaben gefördert, wenn diese zur Verbesserung von Effizienz und Zuverlässigkeit der Elektrolyseure beitragen. Pilotprojekte werden in der Frühphase gefördert, wenn technische und wirtschaftliche Machbarkeit gezeigt werden soll. Förderungen für Demonstrationsprojekte unterstützen größere, weiter fortgeschrittene Projekte und beschäftigen sich oft mit industrieller Nutzung, Verkehr oder Energiespeicherung.

Auch werden Forschung und Entwicklung gefördert. Fördermittel werden für Projekte zur Verbesserung des Wirkungsgrads von Elektrolyseuren, Senkung der Kapital- und Betriebskosten der Wasserstoffproduktion und der Integration von Elektrolyseuren in netzunabhängige Systeme bereitgestellt.

Durch die Enova wird auch die Entwicklung sogenannter Wasserstoffhubs und -ökosysteme unterstützt. Das sind geographische Gebiete in denen Wasserstoffherstellung, -speicherung und -verbrauch konzentriert vorliegen. Förderungen werden gewährt für die Infrastruktur für Elektrolyseure, die Wasserstoff an mehrere Verbraucher liefern und Projekte zur Integration von Wasserstofftankstellen (Enova, 2024).

### 6.2.5 Italien

Laut der nationalen Wasserstoffstrategie soll Italien bis 2030, 5 GW an Elektrolyseurkapazität installieren. Das Förderwesen Italiens stützt sich dabei auf 3 Hauptsektoren: Industrie, Transport und Energiespeicherung. Insbesondere werden die Dekarbonisierung schwer abbaubarer Sektoren wie Stahl-, Zement-, und Glasindustrie, die Förderung der Wasserstoffmobilität im Schwer- und öffentlichen Personennahverkehr und die Energiespeicherung mit Wasserstoff zur Netzstabilisierung gefördert. Ein wichtiges Finanzierungsinstrument ist der Nationale Plan für Erholung und Widerstandsfähigkeit (PNRR), eine Zusammenfassung der Fördermodalitäten findet sich in Tabelle 30 (Italia Domani, 2021). Dabei stehen 3,2 Mrd. EUR für die industrielle Dekarbonisierung und der Wasserstoffproduktion mit Elektrolyseuren zur Verfügung. Sogenannte Hydrogen Valleys in denen Wasserstoffproduktion und -verbrauch gebündelt sein werden, sind ein weiterer Teil der Förderstrategie. Gerade Regionen mit hohem Potential an erneuerbaren Energien, wie Süditalien sollen zu Wasserstoff-Clustern werden. In diesen Hydrogen Valleys soll grüner Wasserstoff wettbewerbsfähig erzeugt werden. Der regionale Fokus auf Regionen wie Sizilien, Sardinien und Apulien soll auch die lokale Industrie dekarbonisieren und Exportpotential schaffen. Direkte Subventionen werden über den PNRR vergeben. Die Zuschüsse decken einen Teil der Investitionskosten ab, häufig bis zu 50 %. Weitere Finanzierungsinstrumente sind der Europäische Konjunktur- und Krisenfonds und IPCEI-Projekte.

Zudem werden in Italien auch weitere nationale Fördermittel bereitgestellt. Darunter befinden sich die CDP-Finanzierung (Cassa Depositi e Prestiti) für Wasserstoffproduktionsanlagen und strategische Energieprojekte, Steuergutschriften und Zuschüsse und die GSE (Gestore dei Servizi Energetici), die verschiedene Anreize zur Investition in erneuerbare Energie anbietet.

Besondere Bedeutung kommt dabei den Steuervergünstigungen für Investitionen in grünen Wasserstoff zu. Förderfähige Investitionen in industrielle Maschinen und Anlagen wie Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung werden, je nach Investition mit einer Steuergutschrift von 10-40 % der Investitionssumme gefördert. Die Obergrenze der Steuergutschrift ist eher für kleine Unternehmen und Unternehmen in wenig entwickelten Regionen wie Süditalien gedacht. Die Steuergutschrift kann über mehrere Jahre in Anspruch genommen werden. Süditalien bietet zudem erhöhte Subventionen und Steuergutschriften an. Fördersätze für Süditalien können dabei bis zu 60 % der Investitionskosten erreichen.

Auch die Lombardei und das Piemont, die industriellen Zentren Norditaliens stellen Mittel zur Unterstützung der Wasserstoffwirtschaft zur Verfügung. In der Lombardei liegt der klare Fokus auf die Nutzung von grünem

Wasserstoff für Mobilität und Industrie, während sich im Piemont auf die Dekarbonisierung des Automobilssektors durch Wasserstoff-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren. In der Regel beläuft sich die Förderung auf 30-50 % der förderfähigen Kosten.

Tabelle 30: Förderschema für Wasserstoff in Italien (Italia Domani, 2021)

Fördergegenstand	Förderhöhe
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 Mrd. EUR
Steuervergünstigungen	CAPEX: 10-40 % der Investitionssumme als Steuerzuschuss
Südtalien (Sizilien, Sardinien, Apulien)	CAPEX: bis zu 60 % der Investitionskosten als Steuervergünstigungen und Subventionen
Lombardei und Piemont: Nutzung von grünem Wasserstoff für Mobilität und Industrie bzw. Dekarbonisierung des Automobilssektors durch Wasserstoff-Brennstoffzellen und Elektrolyseure	CAPEX: 30-50 % der förderfähigen Investitionskosten

### 6.2.6 Deutschland

In Deutschland werden verschiedene Arten der Erzeugung, aber auch der Ankauf von erneuerbarem Wasserstoff gefördert. Bezüglich nationaler Förderungen ist es möglich, Beratung bei der Lotsenstelle Wasserstoff wahrzunehmen. Die Förderungen werden im Folgenden kurz diskutiert (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024).

- H2Global basiert auf einem dualen Auktionsmodell. Die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis von gekauftem Wasserstoff wird befristet bezuschusst. So soll produzierter Wasserstoff grenzübergreifend angekauft und nach Deutschland transportiert werden.
- Dekarbonisierung der Industrie: Dabei werden Forschungs-, Entwicklungs- und Investitionsprojekte auf Technologiereifegrad 4 (TRL 4) als Pilot- und Demonstrationsanlagen gefördert.
- Export grüner und nachhaltiger Infrastruktur: Hier wird die Anwendung deutscher Umwelttechnologien in Schwellen- und Entwicklungsländern gefördert. Dazu gehören unter anderem auch Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien.
- Internationale Forschungskooperation ‚Grüner Wasserstoff‘: Dadurch soll die innereuropäische und internationale Vernetzung mit potenziellen Partnern zur Nutzung von Synergien gefördert, sowie

gemeinsame Kompetenzen geschaffen werden. Gefördert werden der Aufbau von Netzwerken, Forschungsprojekten und Partnerschaften zwischen Deutschland und anderen Partnerländern entlang der Wertschöpfungskette von Wasserstoff.

- Richtlinie zur Förderung klimaneutraler Produktionsprozesse (Förderrichtlinie Klimaschutzverträge – FRL KSV): Klimaschutzverträge sollen die Mehrkosten für Unternehmen ausgleichen, die durch Umrüstung der Anlagen auf klimafreundlichere Technologie entstehen. Dabei sind sowohl Investitions- als auch Betriebskosten abgedeckt. Diese Verträge haben Laufzeiten von 15 Jahren.

### 6.2.7 Großbritannien

Bis 20230 möchte Großbritannien eine Kapazität von 10 GW kohlenstoffarmer Wasserstoffproduktion erreichen, 5 GW davon soll erneuerbarer Wasserstoff sein. In der Wasserstoffstrategie Großbritanniens nehmen dazu das Hydrogen Business Model und der Net Hydrogen Fund Schlüsselpositionen ein. Diese sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

- Das Hydrogen Business Model (HBM) basiert auf der Strategie, Wasserstoffproduzenten einen festen Preis für den produzierten Wasserstoff erhalten, der in Verträgen mit der Regierung vereinbart wird. Fallen die Marktpreise unter eine bestimmte Grenze, bietet die Regierung den Herstellern Zahlungen an und reduziert so Risiken für die Unternehmen. Dabei werden speziell grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen, aber auch blauer Wasserstoff, also Wasserstoff aus Erdgas bei gleichzeitiger Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCUS) gefördert. Die Laufzeit dieser Vereinbarungen ist üblicherweise 15 Jahre oder höher (UK Government, 2023).
- Der Net Zero Hydrogen Fund (NZHF) verfügt über ein gesamtes Fördervolumen von rund 290 Mio. EUR und soll Kapital zur Finanzierung von Wasserstoffproduktionsanlagen und für die notwendige Infrastruktur zur Verfügung stellen. Dabei werden speziell die Entwicklung von Versorgungsstrategien für industrielle Anwendungen wie Schwerindustrie, Verkehr und Energieerzeugung unterstützt. Es werden auch die frühen Entwicklungsphasen der Projekte unterstützt, das soll Eintrittsbarrieren für Wasserstoffproduzenten senken. Vier Finanzierungsströme zielen auf die unterschiedlichen Phasen der Wasserstoffprojektentwicklung ab. Stream 1 unterstützt bei Investitionen vor der Bauphase und in der Vorbereitung der endgültigen Investitionsentscheidung. Stream 2 unterstützt bei der Entwicklung von Wasserstoffproduktionsanlagen, speziell bei Baukosten und Kosten bei der Inbetriebnahme. Stream 3 setzt den Schwerpunkt auf die Förderung von Innovation und neuer Technologien mit spezieller Sicht auf Pilot- und Demonstrationsprojekte. Stream 4 sichert die Unterstützung von Wasserstoff bei der Integration in Energienetze. Über das NZHF werden bis zu 50 % der förderfähigen Projektkosten bezuschusst. So sollen zusätzliche private Investitionen gefördert und durch Industriepartner ergänzt werden. Die förderwürdigen Projekte werden über ein wettbewerbsorientiertes Ausschreibungsverfahren ermittelt. Emissionsreduktion, wirtschaftliche Tragfähigkeit, Skalierbarkeit sowie Reproduzierbarkeit werden in die Entscheidung zur Förderwürdigkeit miteinbezogen (UK Government, 2024).

Tabelle 31: Förderschema für Wasserstoff in Großbritannien (UK Government, 2023), (UK Government, 2024)

Fördergegenstand	Förderhöhe
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
Net Zero Hydrogen Fund (NZHF) 4 Streams: Vor der Bauphase, Baukosten und Kosten bei Inbetriebnahme, Innovation und neue Technologien, Integration von Wasserstoff in Energienetze	Gesamt: 290 Mio. EUR CAPEX: Förderhöhe bis zu 50 % der förderfähigen Projektkosten

### 6.3 Vergleich der Investitionsförderungen

Tabelle 32 beschreibt die Investitionsförderungen für den Bau und Umbau von Biogas- und Biomethananlagen sowie weiterer Infrastruktur der betrachteten Länder. Deutschland und Italien unterstützen aktiv den Neu- und Umbau von Biogas- und Biomethananlagen schon während der Bauphase durch eine Förderung über die Investitionskosten.

Tabelle 32: Zusammenfassung der Investitionsförderungen für Biogas- und Biomethananlagen der betrachteten Länder

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe
Deutschland (nur Bayern)	Biogasaufbereitungsanlagen Neuinvestitionen/Umrüstung mind. 350/700 Nm <sup>3</sup> /h	30-40 % der Investitionskosten, max. 500- 800.000 EUR, Kumulierung mit weiteren Förderungen möglich
	Biogas-/Biomethanleitungen ab 300 m Länge, inkl. Übergabestationen, Verdichter, Kühler	100 EUR/m, Übergabestationen bis 50.000 EUR, max. 200.000 EUR, nicht kumulierbar
Italien	Kapitalzuschuss zu Investitionskosten	bis 40 % der spezifischen Investitionskosten
	Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe, Produktionskapazität ≤ 100 Nm <sup>3</sup> /h	Neubau: 33.000 EUR Umrüstung: 12.600 EUR
	Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe, Produktionskapazität 100-500 Nm <sup>3</sup> /h	Neubau 29.000 EUR Umrüstung 12.600 EUR
	Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe, Produktionskapazität > 500 Nm <sup>3</sup> /h	Neubau 13.000 EUR Umrüstung 11.600 EUR
	Nutzung organischer Abfälle (alle Produktionskapazitäten)	Neubau 50.000 EUR

Bei der Analyse der nationalen Förderbedingungen in anderen EU-Ländern wird deutlich, dass die meisten den Weg über die Betriebsförderung nehmen, da diese als effektivstes Fördermittel angesehen wird. Nur Italien und Deutschland, und hier wiederum nur Bayern, gewähren Investitionszuschüsse für Biomethananlagen. Diese sind im Vergleich zu den in diesem Gutachten empfohlenen Fördersätzen eher gering, da in diesen Ländern kumulierbare Betriebsförderungen bestehen. Da in Österreich kein anderes Förderinstrument für einspeisende Biomethananlagen in Kraft ist, ist auch eine signifikant höhere Investitionsförderung gerechtfertigt.

Etwas anders stellt sich die Situation für die Investitionsförderung von grünem Wasserstoff dar. Tabelle 33 fasst die Investitionsförderungen der betrachteten Länder zusammen. Es schwierig hier ein einheitliches Bild zu zeichnen, es lässt sich jedenfalls feststellen, dass die Förderanteile stark zwischen 30% bis 80% der Investitionskosten variieren. Es finden auch andere Mechanismen Anwendung wie beispielsweise Steuervergünstigungen. Jedenfalls konnten bei der Recherche keine leistungsspezifischen, maximalen Fördersätze identifiziert werden, mit denen sich die in diesem Gutachten empfohlenen Fördersätze vergleichen lassen würden. Lediglich einige Budgetgrenzen konnten identifiziert werden, welche im Bereich zwischen 290 Mio. EUR und 1,2 Mrd. EUR liegen und damit deutlich über dem österreichischen Budget von 40 Mio. EUR.

Tabelle 33: Zusammenfassung der Investitionsförderungen für Wasserstoff der betrachteten Länder

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe
Spanien	H <sub>2</sub> -Pioneros: Elektrolyseure mit Kapazität zwischen 0,5 und 50 MW inkl. Infrastruktur	Investitionsmehrkosten, max. Förderhöhe 15 Mio. EUR + 5 % Erhöhung
	Plan für Konjunkturbelebungs, Umgestaltung und Widerstandsfähigkeit: große Elektrolyseure und innovative Anlagen	40 Mio. EUR Entwicklung Prototyp 60 Mio. EUR Integration in Industrieprozess, Mindestvolumen 1 Mio. EUR
	H <sub>2</sub> -Valleys: Elektrolyseure mit min. 100 MW Leistung, Speicher, Voraussetzung räumliche Nähe, Abnahmeverträge	Gesamt: 1,2 Mrd. EUR max. 30 % der Kosten
Niederlande	Elektrolyseure mit mind. 0,5 GW Gebäude und Grundstücke, Infrastruktur, Verdichter bis 70 MW, Wasserstoffspeicher, Batteriespeicher	Gesamtvolumen: 1 Mrd. EUR, maximal 500 Mio. EUR/Projekt, maximal 80 % der Investitionskosten
Norwegen	Investitionszuschüsse für kommerzielle, großtechnisch skalierbare Wasserstoffprojekte, Pilot- und Demonstrationsvorhaben sowie Forschung und Entwicklung zur Effizienzsteigerung und Wirtschaftlichkeitsverbesserung,	Bemessung in Abstimmung norwegische Agentur für Wasserstoffförderung (Enova)
	Entwicklung von Wasserstoffhubs: Förderung der Infrastruktur für Elektrolyseure, die Wasserstoff an	Bemessung in Abstimmung norwegische Agentur für Wasserstoffförderung (Enova)

Land	Fördergegenstand	Förderhöhe
	mehrere Verbraucher liefern und Projekte zur Integration von Wasserstofftankstellen	
Italien	Nationaler Plan für Erholung und Widerstandsfähigkeit (PNRR), Subventionen über die Cassa Depositi e Prestiti und die Gestore die Servizi Energetici,	Gesamt 3,2 Mrd. EUR
	Steuervergünstigungen	10-40 % der Investitionssumme als Steuerzuschuss
	Zusätzlich Südtalien (Sizilien, Sardinien, Apulien): Entwicklung von H <sub>2</sub> -Valleys zur Dekarbonisierung der Industrie	bis zu 60 % der Investitionskosten als Steuervergünstigungen und Subventionen
	Zusätzlich Lombardei und Piemont: Nutzung von grünem Wasserstoff für Mobilität und Industrie bzw. Dekarbonisierung des Automobilssektors durch Wasserstoff-Brennstoffzellen und Elektrolyseure	30-50 % der Investitionskosten
Deutschland	Dekarbonisierung der Industrie, ab TRL 4	Bemessung in Abstimmung mit der Lotsenstelle Wasserstoff
	Internationale Forschungskooperation ,Grüner Wasserstoff': Nutzung von Synergien und internationale, gemeinsame Projekte	Bemessung in Abstimmung mit der Lotsenstelle Wasserstoff
	Richtlinie zur Förderung klimaneutraler Produktionsprozesse: Förderrichtlinie Klimaschutzverträge	Ausgleich von Mehrkosten bei Umrüstung von Anlagen um klimafreundlich zu werden, Förderung der Investitionskosten, in Abstimmung mit der Lotsenstelle Wasserstoff
Großbritannien	Net Zero Hydrogen Fund (NZHF): Kosten vor der Bauphase, Baukosten und Kosten bei Inbetriebnahme, Innovation und neue Technologien, Integration von Wasserstoff in Energienetze	Gesamt: 290 Mio. EUR, bis 50 % der Investitionskosten



## Literatur

AGCS Biomethanregister, 2024. *Statistik*. [Online]

Available at: <https://www.biomethanregister.at/de/statistik>

[Accessed 21 11 2024].

BIP, 2023. *Insights into the current cost of biomethane production from real industry data*. [Online]

Available at: [https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP\\_TF4-study\\_Full-slidedeck\\_Oct2023.pdf](https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP_TF4-study_Full-slidedeck_Oct2023.pdf)

[Accessed 2024].

Bird&Bird, 2022. [Online]

Available at: <https://www.twobirds.com/en/insights/2023/italy/2023-03-09-decreto-biometano-2022>

[Accessed 11 2024].

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024. [Online]

Available at: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/foerderberatung.html#id3530756>

[Accessed 11 2024].

Bundesnetzagentur, 2024. [Online]

Available at:

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/GtSept2024/start.html>

Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2022. *Strategic Research and Innovation – Agenda 2021 – 2027*, s.l.: s.n.

Damodaran, A., 2024. *Levered and Unlevered Betas by Industry - Europe*. [Online]

Available at: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls>

[Accessed 15 10 2024].

Danish Energy Agency, 2023. [Online]

Available at: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/bioenergy/biogas-denmark>

[Accessed 11 2024].

E-Control, 2024. *Anlagenregister*. s.l.:s.n.

Enova, 2024. [Online]

Available at: <https://www.enova.no/>

[Accessed 11 2024].

European Commission, 2024. [Online]

Available at: [https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei/approved-ipceis\\_en](https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei/approved-ipceis_en)

[Accessed 11 2024].

European Commission, 2024. [Online]

Available at: [https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei/approved-ipceis/hydrogen-value-chain\\_en](https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei/approved-ipceis/hydrogen-value-chain_en)

[Accessed 11 2024].

Eurostat, 2024. *HVPI - Monatliche Daten (Index)*, s.l.: s.n.

FNR, 2014. *Faustzahlen*. [Online]

Available at: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>

[Accessed 15 10 2024].

Gonzalez-Aparicio, I. Z. A. C. F. M. F. H. T. & B. J., 2021. *EMHIRES dataset: wind and solar power generation [Data set]*, Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8340501>: s.n.

Government of the Netherlands, 2024. [Online]

Available at: [https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-09/Brochure\\_SDE\\_English\\_20240906.pdf](https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-09/Brochure_SDE_English_20240906.pdf)

[Accessed 11 2024].

Holst, M. et al., 2021. *Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*, s.l.: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.

HyPa, 2024. *Elektrolyseure*. [Online]

Available at: <https://www.hypa.at/#heading-3774-130>

[Accessed 26 11 2024].

IDAE, 2024. [Online]

Available at: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-h2-pioneros-ayudas-para-proyectos-pioneros-y-singulares-de-hidrogeno>

[Accessed 11 2024].

IDAE, 2024. [Online]

Available at: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programas-de-ayuda-la-cadena-de-valor-innovadora-del-hidrogeno-renovable-en>

[Accessed 11 2024].

IDAE, 2024. [Online]

Available at: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-valles-de-h2>

[Accessed 11 2024].

IEA, 2024. *Global Hydrogen Review 2024*, Paris, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>,

Licence: CC BY 4.0: IEA.

International Energy Agency, 2023. *World Energy Outlook 2023*, s.l.: s.n.

Italia Domani, 2021. [Online]

Available at: <https://www.italiadomani.gov.it/en/strumenti/documenti/archivio-documenti/national-recovery-and-resilience-plan.html>

[Accessed 11 2024].

Netherlands Enterprise Agency, 2024. [Online]

Available at: <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/owe>

[Accessed 11 2024].

Ramboll, 2023. *Achieving affordable green hydrogen production plants*, s.l.: s.n.

Republique Francaise, 2023. [Online]

Available at: <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000047670236>

[Accessed 11 2024].

Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P. & Palzer, A., 2018. *Studie IndWEDe – Industrialisierung der Wasserelektrolyse Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*, Berlin: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Statistik Austria, 2024. *Großhandelspreisindex*, s.l.: s.n.

Statistik Austria, 2024. *Wasserstoffbilanz Österreich 2019-2023*. [Online]

Available at:

<https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.statistik.at/fileadmin/pages/99/Wasserstoff20241024.ods&ved=2ahUKEwi-x8DLy4mKAXUZRFEDHVzaEk8QFnoECCEQAQ&usg=AOvVaw0MLFGcMcNOYVDeYhp4dBi8>

[Accessed 02 12 2024].

TFZ Bayern, 2024. [Online]

Available at: <https://www.tfz.bayern.de/foerderung/345761/index.php>

[Accessed 11 2024].

TNO, 2024. *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands*, s.l.: s.n.

UK Government, 2023. [Online]

Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-production-business-model>

[Accessed 11 2024].

UK Government, 2024. [Online]

Available at: <https://www.gov.uk/cma-cases/referral-of-the-proposed-net-zero-hydrogen-fund-carbon-capture-use-and-storage-scheme-by-the-department-for-energy-security-and-net-zero>

[Accessed 11 2024].



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Eingespeiste Biomethanmengen von 2011 bis 2024 (AGCS Biomethanregister, 2024) .....	8
Abbildung 2: Energiebilanz für Wasserstoff (Statistik Austria, 2024).....	9
Abbildung 3: Spezifische Investitionskosten für die Neuerrichtung von Biomethananlagen in Abhängigkeit von der Produktionskapazität .....	15
Abbildung 4: Spezifische Investitionskosten für die Umrüstung von Biomethananlagen in Abhängigkeit von der Produktionskapazität.....	16
Abbildung 5: Boxplot für die Ergebnisse der Stakeholderbefragung für Biomethan .....	16
Abbildung 6: CAPEX nach Anlagengröße und Feedstock (BIP, 2023) .....	18
Abbildung 7: Kostenstruktur von 5 MW und 100 MW AEL Systemen.....	20
Abbildung 8: Kostenstruktur von 5 MW und 100 MW PEM Systemen .....	20
Abbildung 9: Elektrolyseur CAPEX im Jahre 2023 und verschiedene Szenarien für 2030 .....	21
Abbildung 10: Systemgrenze einer 5-MW-PEM-Elektrolyseanlage für 2020 mit fünf 1-MW-Stacks .....	23
Abbildung 11: Boxplot für die Ergebnisse der Stakeholderbefragung für Wasserstoff.....	25
Abbildung 12: Historische Indexentwicklung bis 2022 und Projektion ab 2023 (2020 = 100 Indexpunkte) .....	30
Abbildung 13: Strompreisentwicklung für den Bezug auf Netzebene 5 (eigene Berechnung) .....	31
Abbildung 14: Verteilung der Rohstoffkosten .....	34
Abbildung 15: Literaturwerte für Feedstock-Kosten (BIP, 2023) .....	35
Abbildung 16: Zusammensetzung der laufenden Kosten (BIP, 2023) .....	35
Abbildung 17: Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten von Anlage 2 unter Berücksichtigung des Investitionszuschusses .....	38
Abbildung 18: Summe der Stromproduktion pro Stunde der je 1,87 kW <sub>Peak</sub> PV- und Windanlagen für 1 kW Elektrolyseurleistung, die Stunden wurden nach Produktion absteigend sortiert.....	40
Abbildung 19: Verschiedene Stromkosten-Modelle für den Bezug in Elektrolyseuren, Durchschnittliche Strompreise über Abschreibungszeitraum.....	41
Abbildung 20: Einwirkungen der Förderungen nach Unternehmens- und Anlagengrößen auf die LCOH über den Abschreibungszeitraum .....	42
Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse wichtiger Parameter zur Berechnung des LCOH über den Abschreibungszeitraum.....	43



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die bestehenden Wasserstoffproduktionsanlagen, Stand November 2024 (HyPa, 2024).....	9
Tabelle 2: Geplante Wasserstoffproduktionsstätten, Stand November 2024 (HyPa, 2024).....	10
Tabelle 3: Übersicht über den Stakeholder-Prozess für Biomethan .....	15
Tabelle 4: Deskriptive Eigenschaften der Daten zu den spezifischen Investitionskosten .....	17
Tabelle 5: Übersicht über den Stakeholder-Prozess für Wasserstoff.....	22
Tabelle 6: Systemgrenze Wasserstoffanlagen .....	23
Tabelle 7: Struktur der CAPEX in der Kostenrechnung.....	24
Tabelle 8: Deskriptive Eigenschaften der Daten zu den spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseanlagen.....	24
Tabelle 9: Investitionskosten von Elektrolyseuren in der Literatur.....	26
Tabelle 10: Fördersätze für Elektrolyseanlage in Abhängigkeit zur Unternehmensgröße und zur Anschlussleistung .....	27
Tabelle 11: Parameter zur Berechnung des WACC (Damodaran, 2024) .....	29
Tabelle 12: Historische Inflation und Annahmen für zukünftige Inflationsentwicklung bis 2028.....	30
Tabelle 13: Zusammensetzung der Gesamtindizes .....	31
Tabelle 14: Parameter der betrachteten Biomethan-Anlagen.....	32
Tabelle 15: Investitionskosten für Gesteungskostenberechnung für das Jahr 2024.....	33
Tabelle 16: Rohstoff-Zusammensetzung der betrachteten Anlagenbeispiele .....	33
Tabelle 17: Eigenschaften der betrachteten Rohstoffe und deren Kosten .....	34
Tabelle 18: Jahresmengen in Frischmasse der eingesetzten Rohstoffe mit dem angesetzten Mischpreis für die Rohstoffe .....	34
Tabelle 19: Wärmekosten zur Eigenversorgung (eigene Berechnung) .....	36
Tabelle 20: Zusammenfassung der technischen und wirtschaftlichen Parameter mit den entsprechenden Gesteungskosten für die drei betrachteten Anlagen (LCOE ... Levelized Cost of Energy) .....	36
Tabelle 21: Standardwerte der betrachteten Parameter für die Sensitivitätsanalyse.....	37
Tabelle 22: Getroffene Annahmen zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten (LCOH).....	38
Tabelle 23: Förderschema für Biogas/Biomethan in Deutschland (Bundesnetzagentur, 2024), (TFZ Bayern, 2024) .....	45
Tabelle 24: Förderschema für Biogas/Biomethan in Dänemark (Danish Energy Agency, 2023).....	45
Tabelle 25: Förderschema für Biogas/Biomethan in Frankreich (Republique Francaise, 2023) .....	46
Tabelle 26: Förderschema für Biogas/Biomethan in Italien (Bird&Bird, 2022) .....	46
Tabelle 27: Förderschema für Biogas/Biomethan in den Niederlanden (Government of the Netherlands, 2024) .....	47
Tabelle 28: Förderschema für Wasserstoff in Spanien (IDAE, 2024), (IDAE, 2024), (IDAE, 2024) .....	50
Tabelle 29: Förderschema für Wasserstoff in den Niederlanden (Netherlands Enterprise Agency, 2024) .....	51
Tabelle 30: Förderschema für Wasserstoff in Italien (Italia Domani, 2021).....	53
Tabelle 31: Förderschema für Wasserstoff in Großbritannien (UK Government, 2023), (UK Government, 2024) .....	55
Tabelle 32: Zusammenfassung der Investitionsförderungen für Biogas- und Biomethananlagen der betrachteten Länder.....	55
Tabelle 33: Zusammenfassung der Investitionsförderungen für Wasserstoff der betrachteten Länder .....	56



### Über die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die klimaneutrale Zukunft: Ziel ist es, unser Leben und Wirtschaften so auszurichten, dass kein Einfluss mehr auf unser Klima gegeben ist. Neue Technologien, Effizienz sowie die Nutzung von natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wasser, Wind und Wald stehen im Mittelpunkt der Lösungen. Dadurch wird für uns und unsere Kinder das Leben in einer intakten Umwelt gesichert und die ökologische Vielfalt erhalten, ohne dabei von Kohle, Öl, Erdgas oder Atomkraft abhängig zu sein.

Das ist die missionzero der Österreichischen Energieagentur.

Mehr als 100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Bewältigung der Klimakrise.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative klima**aktiv** um. Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder dieser Agentur.

Besuchen Sie uns auf unserer Webseite: [energyagency.at](https://energyagency.at).



AUSTRIAN ENERGY AGENCY

[energyagency.at](http://energyagency.at)