

# Marktbericht 2023

Servicestelle für Erneuerbare Gase

Wien, 2023

## **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

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

Autorinnen und Autoren: DI Bernhard Wlcek, Christian Furtwängler MSc., Karina Knaus PhD,  
Felix Bettin MSc., Dr. Leonardo Barreto-Gomez, Dr. Martin Baumann, DI Lorenz Strimitzer,  
Österreichische Energieagentur

Wien, Dezember 2023

## **Hinweis**

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

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an [service@erneuerbaresgas.at](mailto:service@erneuerbaresgas.at).

## Inhalt

<b>1 Executive Summary .....</b>	<b>5</b>
1.1 Technik größtenteils verfügbar, jedoch sehr geringe Produktion an erneuerbaren Gasen .....	5
1.2 Erneuerbares Gas derzeit deutlich teurer als Erdgas .....	6
1.3 Herausforderndes Marktumfeld aufgrund fehlender Rahmenbedingungen.....	7
1.4 Markthochlauf auf 7,5 TWh möglich, wenn die Rahmenbedingungen stimmen .....	8
<b>2 Einleitung .....</b>	<b>10</b>
<b>3 Technologien zur Herstellung erneuerbarer Gase .....</b>	<b>11</b>
3.1 Biomethan.....	12
3.2 Wasserstoff .....	14
3.3 Weitere erneuerbare Gase .....	16
<b>4 Anlagenbestand und Produktionsmengen.....</b>	<b>18</b>
4.1 Biomethan.....	18
4.2 Wasserstoff .....	20
4.2.1 Stand und Technik zur Herstellung erneuerbaren Wasserstoffs.....	20
4.2.2 Transport und Speicherung von Wasserstoff in Österreich .....	21
<b>5 Preise und Märkte .....</b>	<b>23</b>
5.1 Preisbildung im Markt für erneuerbare Gase.....	23
5.2 Märkte für erneuerbare Gase.....	26
5.3 Kostenbasierte Herleitung eines möglichen Preisniveaus .....	26
5.3.1 Methodisches Vorgehen bei der Gestehungskostenbestimmung .....	27
5.3.2 Kosten für Biomethanproduktion.....	33
5.3.3 Kosten für Wasserstoffproduktion .....	39
5.3.4 Vergleich mit fossilen Gasen.....	44
<b>6 Rahmenbedingungen und Policies .....</b>	<b>50</b>
6.1 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2 (RED II) .....	50
6.1.1 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission zur Ergänzung zu RED II.	51
6.1.2 Zusätzlichkeit .....	51
6.2 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 3 (RED III) .....	52
6.2.1 EE-Ziele in Bereich Wärme und Kälte .....	54
6.2.2 EE-Ziele im Verkehrssektor .....	55
6.2.3 EE-Ziele im Industriesektor .....	56
6.3 Gasmarktpaket.....	58

6.4 REPowerEU und Biomethane Industrial Partnership .....	60
6.5 Nationale Rahmenbedingungen .....	61
6.6 Sektorübergreifende Szenarien .....	62
6.6.1 Bestehende Szenarien, Studien und Roadmaps .....	62
6.6.2 „Energie- und Treibhausgaszenarien 2023“ (MonMech 2023) .....	64
6.6.3 „Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich“ (ONE100) .....	65
6.6.4 „Wasserstoffstrategie für Österreich“ (Wasserstoffstrategie 2021).....	65
6.6.5 Erneuerbares Gas in Österreich 2040.....	66
6.6.6 Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich.....	66
6.6.7 Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP).....	66
6.6.8 Weitere Studien .....	67
6.6.9 Zusammenfassung .....	68
6.7 Szenarien der SEG .....	68
6.7.1 Referenzszenario .....	68
6.7.2 Zielerreichungsszenario .....	69
6.7.3 Variationen .....	70
6.7.4 Methodik.....	70
6.7.5 Ergebnisse .....	72
6.7.6 Einsatzmengen von erneuerbaren Gasen .....	72
6.7.7 Stahlerzeugung .....	73
<b>7 Beschreibung des nationalen Marktumfelds für erneuerbare Gase.....</b>	<b>74</b>
7.1 Stimmungsbild aus der Branche – Befragung von Marktakteur:innen .....	74
7.2 Qualitative Zusammenfassung der SEG-Beratungsgespräche .....	77
<b>8 Allgemeine Handlungsempfehlungen der SEG .....</b>	<b>81</b>
8.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen .....	81
8.2 Bestehende Anlagen und Strukturen nutzen .....	82
8.3 Mit Beratungs- und Informationsangeboten unterstützen.....	82
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>84</b>
<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>89</b>
<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>90</b>
<b>Formelverzeichnis .....</b>	<b>90</b>
<b>Abkürzungen.....</b>	<b>91</b>

# 1 Executive Summary

Die Gasversorgung Österreichs basiert fast zur Gänze auf fossilem Erdgas, welches größtenteils aus dem Ausland, vor allem aus Russland, importiert wird. Die energetische Nutzung von Erdgas führt zu erheblichen Treibhausgasemissionen. Erdgas kann jedoch durch erneuerbare Gase substituiert werden, um klimaschädliche Emissionen zu reduzieren. Unter erneuerbaren Gasen versteht man erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird.

Erneuerbare Gase sind ein essenzieller Baustein zur Erreichung des nationalen Ziels der Klimaneutralität 2040, insbesondere weil es (industrielle) Anwendungen gibt, in denen gasförmige Energieträger auch in Zukunft technisch nicht ersetzbar sind. Darüber hinaus kann durch die inländische Erzeugung von erneuerbarem Gas die Importabhängigkeit reduziert und die Erzeugerstruktur diversifiziert werden. Erneuerbare Gase sind auch durch ihre saisonale Speicherfähigkeit ein wichtiger Baustein des Energiesystems der Zukunft.

Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse der Marktbeobachtung der Servicestelle Erneuerbare Gase (SEG) vor. Ziel des Berichts ist es, das BMK und interessierte Marktakteur:innen über aktuelle Entwicklungen beim Markthochlauf erneuerbarer Gase in Österreich zu informieren.

## 1.1 Technik größtenteils verfügbar, jedoch sehr geringe Produktion an erneuerbaren Gasen

Die Produktion von Biogas mit anschließender Aufreinigung auf Erdgasqualität („Biometan“) und Einspeisung ins Gasnetz ist Stand der Technik und hat sich seit vielen Jahren bewährt. Die Produktionsmethoden von erneuerbarem Wasserstoff („erneuerbarem Wasserstoff“) hingegen befindet sich noch in Optimierung. Bei der Herstellung von Wasserstoff ist die Alkali-Elektrolyse (AEL) am weitesten verbreitet und entwickelt. Alternative Herstellungspfade wie die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM), Hochtemperatur-Elektrolyse, Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse und weitere Verfahren werden aktuell weiterentwickelt und optimiert. Die Vergasung fester Biomasse (Holzvergasung) ist

ebenfalls Stand der Technik, allerdings spielen Methan sowie Wasserstoff aus diesen Prozessen keine Rolle in der Netzeinspeisung.

Basierend auf Daten der Gasnachweisdatenbank der E-Control haben im Jahr 2022 13 Anlagen in Summe rund 124 GWh Biomethan ins Gasnetz eingespeist. Verglichen mit den Zielen des Erneuerbare-Ausbau-Gesetzes (EAG), den Anteil von national produziertem erneuerbaren Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen und auch verglichen mit der Regierungsvorlage des Erneuerbares-Gas-Gesetzes mit dem Ziel von 7,5 TWh bis 2030, ist die Netzeinspeisung von 0,124 TWh Biomethan sehr gering. Der Anlagenbestand zur Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse ist ebenfalls sehr gering und beschränkt sich in Österreich (wie auch weltweit) auf Demonstrationsanlagen. Im Dezember 2023 waren laut Daten der Plattform Hydrogen Partnership Austria etwa 15,2 MWel an Elektrolyse-Anschlussleistung installiert.

## 1.2 Erneuerbares Gas derzeit deutlich teurer als Erdgas

Erneuerbare Gase haben einen geringen Marktanteil, Handelsaktivitäten sind beschränkt und die Liquidität ist gering. Insbesondere auf der Nachfrageseite gibt es wenige Marktteilnehmer:innen. Der Markt findet vor allem außerbörslich statt, ohne standardisierte Produkte. Im Rahmen der Marktanalyse wurde eine vollkostenbasierte Abschätzung für mögliche Preisniveaus für die erste Marktphase („Marktstart“) für Biomethan und Wasserstoff durchgeführt. Die Gesteungskosten von Biomethan liegen rechnerisch mit 8.600 Volllaststunden bei 15,9 bis 18,2 Cent/kWh für landwirtschaftliche Anlagen und bei 10,2 bis 14,5 Cent/kWh für Abfallbehandlungsanlagen. Die Wasserstoffgestehungskosten der PEM-Elektrolyse reichen von 14,7 bis 38,8 Cent/kWh bei 5.000 Volllaststunden und bei 18,9 bis 40,0 Cent/kWh bei 8.000 Volllaststunden. Die Kosten der Alkali-Elektrolyse (AEL) liegen mit 12,9 bis 29,9 Cent/kWh bei 5.000 Volllaststunden und 17,7 bis 33,3 Cent/kWh bei 8.000 Volllaststunden niedriger. Die Modellierungen zeigen ein betriebswirtschaftliches Optimum von 4.000 bis 5.000 Volllaststunden im Jahr. Sind die Anlagen mehr als 5.000 Volllaststunden in Betrieb, müssen vermehrt Stunden mit teureren Strompreisen genutzt werden, was betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Bei geringerer Auslastung können hingegen die Stunden mit niedrigeren Strompreisen genutzt werden. Diese Kosten repräsentieren ein durchschnittliches Erlösniveau, das erzielt werden muss, um eine Neuanlage wirtschaftlich zu betreiben. Bei Biomethan haben die Substratkosten den stärksten Einfluss auf die Gesteungskosten, bei Wasserstoff zeigen die Sensitivitätsanalysen große Unterschiede je nach Technologie, Volllaststunden, Investitionskosten und Systemeffizienz.

Die ermittelten Gestehungskosten erneuerbarer Gase über die Lebensdauer einer Anlage liegen jedenfalls weit über den momentanen Marktpreisen für Erdgas, das gilt auch wenn CO<sub>2</sub>-Kosten mit den aktuellen Preisen des EU-Emissionshandels miteinbezogen werden (zusammen circa 7 Cent/kWh bei einem Gaspreis von circa 50 Euro/MWh). Dies impliziert, dass die genannten Energieträger ohne Unterstützung (noch) kein wirtschaftliches Substitut zu Erdgas darstellen. Es ist jedoch plausibel, dass sich die Kosten fossiler Gase im Zeitverlauf, z. B. durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise in Zukunft erhöhen werden und sich in den nächsten Jahren daher eine Verengung der Preisdifferenzen zwischen fossilen und erneuerbaren Gasen einstellt. Außerdem ist festzuhalten, dass die Preise für fossiles Gas im Zuge der Energiekrise im Jahr 2022 sprunghaft gestiegen sind. Ein deutlicher Anstieg der Gaspreise im Zuge von Versorgungskrisen kann auch in Zukunft nicht ausgeschlossen werden.

### **1.3 Herausforderndes Marktumfeld aufgrund fehlender Rahmenbedingungen**

Im Zuge zahlreicher Beratungsgespräche mit Marktteilnehmer:innen und Expert:innen-Interviews erhob die SEG das Marktumfeld. Dieses wird allgemein als herausfordernd eingeschätzt. Als wesentliches Hemmnis eines Ausbaus der Produktionskapazitäten wird das Fehlen rechtlicher Regelungen wie des Erneuerbares-Gas-Gesetzes (EGG) sowie der EAG-Investitionszuschussverordnungen für Biomethan und Wasserstoff gesehen. Da die genannten regulatorischen Rahmenbedingungen sowie wirtschaftliche Anreize fehlen, gibt es aktuell keine Investitions- und Planungssicherheit.

Ein weiteres Hemmnis sei auch die fehlende grenzüberschreitende Handelbarkeit mit Herkunftsnachweisen (HKN), insbesondere da der österreichische Markt für erneuerbare Gase als wenig lukrativ beschrieben wird. Marktakteur:innen aus dem benachbarten Ausland werben aktiv um die Abnahme von Mengen und Nachhaltigkeitszertifikaten, insbesondere für den Verkehrssektor. Weil diese nicht doppelt angerechnet werden können, könnte das dazu führen, dass Mengen für eine österreichische Zielerreichung nicht mehr zur Verfügung stehen würden. Die Branche sieht Genehmigungsverfahren, insbesondere aber auch die Zertifizierung, die sich je nach Verwendung der Nachweise unterscheidet und Auswirkungen auf den zu erzielenden Preis für das Gas hat, als Herausforderung. Im Bereich der Infrastruktur ist hervorzuheben, dass auf der untersten Netzebene nicht immer eine ausreichende Gasnachfrage gegeben ist (vor allem im Sommer beziehungsweise an Wochenenden). Die Verdichtung auf die nächsthöhere Netzebene ist teuer, und Bestandsanlagen profitieren nicht von der im Gaswirtschaftsgesetz geregelten Übernahme von Netzinfrastruktur

durch Netzbetreiber:innen, da sie selbst für die Kosten der Verdichtung aufkommen müssen.

Das Marktumfeld im Bereich erneuerbarer Wasserstoff hat ergänzend einige Spezifika: Allem voran wird die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom in ausreichender Menge und zu günstigen Preisen als wichtigste Voraussetzung für den Markthochlauf gesehen. Daneben gibt es das Erfordernis, Infrastruktur auszubauen (H<sub>2</sub>-Leitungen, H<sub>2</sub>-Speicher, Strominfrastruktur) sowie neue Rahmenbedingungen zu schaffen und komplexe Verfahren (Genehmigungsverfahren für Errichtung und Betrieb von Anlagen) zu vereinfachen. Zudem sind die Zuverlässigkeit der Elektrolyseure und verbauter Komponenten sowie die Gesamteffizienz der Prozesse noch weiterzuentwickeln.

Auf EU-Ebene sind die Erneuerbare-Energie-Ziele mit dem Inkrafttreten der Erneuerbare-Energien-Richtlinie III (RED III) deutlich ambitionierter geworden. Das verbindliche Gesamtziel des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch wurde auf mindestens 42,5 % im Jahr 2030 angehoben. Im Bereich Wärme und Kälte wurden Ziele für den Endenergieverbrauch und jährliche Mindeststeigerungen bei erneuerbaren Energien beschlossen. Auch im Verkehrsbereich und in der Industrie müssen die Anteile erneuerbarer Energien deutlich erhöht werden. Mit dem Beschluss des „Gasmarktpakets“ werden die regulatorischen Rahmenbedingungen für erneuerbare Gase unionsweit einheitlich geregelt.

## **1.4 Markthochlauf auf 7,5 TWh möglich, wenn die Rahmenbedingungen stimmen**

Um die Aufbringung und Nutzung erneuerbarer Gase im österreichischen Gesamtenergiesystem in Hinblick auf die Zielerreichung der Regierungsvorlage des EGG darzustellen, arbeitet die SEG an sektorübergreifenden Szenarien. Erste Ergebnisse zeigen, dass zur Zielerreichung von 7,5 TWh bis 2030 gemäß Begutachtungsentwurf zum EGG und der laut wirkungsorientierter Folgenabschätzung (WFA) angenommenen Aufteilung in H<sub>2</sub> aus Elektrolyse, anaerober Vergärung sowie Holzgas der Umwandlungseinsatz im Jahr 2030 rund 5 TWh Strom, 7.000 Kilotonnen Biomasse (Frischmasse) und 270 Kilotonnen Holz (absolut trocken) betragen würde. Die Analyse verschiedener Potenzialstudien zeigt, dass die erforderlichen Mengen realisierbar sind.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass es in Österreich Bedarf, Interesse, konkrete Pläne und Know-how für einen Markthochlauf erneuerbarer Gase gibt. Um eine nennenswerte Gasproduktion bis 2030 zu realisieren und Investitions- und Planungssicherheit zu gewähren, müssen aber langfristige und stabile Rahmenbedingungen geschaffen werden. Dies gilt gleichermaßen für alle erneuerbaren Gase. Flankierend ist es geboten, Klarheit und Einfachheit für Marktakteur:innen auf allen Ebenen zu schaffen. Informationsangebote rund um die Anrechenbarkeit von Mengen, Zertifizierung von erneuerbaren Gasen, Genehmigungsverfahren und die Handelbarkeit von Gasen, Nachweisen und Zertifikaten können hier wertvolle Hilfestellung leisten. Ebenso sind Vernetzungsaktivitäten und der Austausch zwischen Akteur:innen wichtig, insbesondere unter den Produzent:innen erneuerbarer Gase und potenziellen Abnehmer:innen. Die Servicestelle wird auch im Jahr 2024 zu diesen Themenstellungen bedarfsorientierte Informations- und Beratungsinhalte erarbeiten und anbieten.

## 2 Einleitung

Die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA) – wurde am 25. November 2022 vom BMK beauftragt, die Servicestelle für Erneuerbare Gase (SEG) umzusetzen. Die Aufgaben der SEG sind in § 65 EAG definiert. Demzufolge hat die SEG „den Markt für erneuerbare Gase zu beobachten“ und „einen Marktbericht samt Vorschlägen zur weiteren Entwicklung“ zu erstellen, „welcher einmal jährlich der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie vorzulegen ist.“

Der gegenständliche Marktbericht 2023 der SEG fasst die Ergebnisse der laufenden Marktanalyse zu erneuerbaren Gasen zusammen. Zudem enthält dieser Informationen, die für den Ausbau der Produktionskapazitäten erneuerbarer Gase große Relevanz haben, wie etwa aktuelle Preise und Gestehungskosten (im Vergleich zur fossilen Referenz), sowie eine umfassende Analyse der politischen, rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen. Des Weiteren wurde ein Stimmungsbild von Marktakteur:innen erhoben und der Einsatz von erneuerbaren Gasen im österreichischen Energiesystem im Rahmen von sektorübergreifenden Szenarien untersucht. Abschließend werden Handlungsempfehlungen zu einer Forcierung des Markthochlaufs erneuerbarer Gase gegeben.

# 3 Technologien zur Herstellung erneuerbarer Gase

Laut Gaswirtschaftsgesetz 2011 idgF. ist „erneuerbares Gas“ erneuerbarer Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird. Erneuerbarer Wasserstoff wird ebenso ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt.

Im Folgenden wird eine kurze Beschreibung der Technologien zur Herstellung erneuerbarer Gase gegeben. Die technisch möglichen Herstellungspfade sind allerdings sehr vielseitig. Die technische Beschreibung dieser komplexen Prozesse kann in Fachliteratur nachgelesen werden und ist nicht Fokus des gegenständlichen Marktberichts. Sehr wohl wird an dieser Stelle jedoch eine Abschätzung des „Technology Readiness Level“ (TRL) gegeben, um die Technologiereife zu beschreiben und den Entwicklungsstand zu bewerten. Hierbei handelt es sich um eine Skala von 1 bis 9, wobei 1 für den Nachweis der Grundprinzipien steht und 9 für eine Bewährung des Systems in Einsatzumgebung. Die Wirtschaftlichkeit muss bei TRL 9 noch nicht gegeben sein, wie Tabelle 1 zeigt:

Tabelle 1: Technology Readiness Level (TRL)

TRL	Beschreibung	Technologie
9	System funktioniert in operationeller Umgebung	Biomethan, Wasserstoff aus Alkali-Elektrolyse (AEL), Biomasse-Vergasung
8	System komplett und qualifiziert	Wasserstoff aus Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEM)
7	Test eines System-Prototyps im realen Einsatz	Wasserstoff aus Solid Oxide Electrolysis (SOEC)
6	Technologie in relevanter Umgebung getestet	Wasserstoff aus Anionen-Austausch-Membran Elektrolyse (AEM)
5	Technologie in relevanter Umgebung überprüft	Wasserstoff aus Mikrobieller Elektrolyse (MEC)

TRL	Beschreibung	Technologie
4	Technologie im Labor geprüft	Wasserstoff aus photo-elektrochemischer Aufspaltung (PEC)
3	Experimenteller Nachweis des Konzepts	Grundlagenforschung zur Wasserstoffproduktion in TRL 1–3
2	Technologiekonzept formuliert	Grundlagenforschung zur Wasserstoffproduktion in TRL 1–3
1	Grundlegende Prinzipien beobachtet	Grundlagenforschung zur Wasserstoffproduktion in TRL 1–3

### 3.1 Biomethan

Die Erzeugung von Biomethan entspricht dem TRL 9, das heißt, die Technologie funktioniert in operationeller Umgebung, womit auch Marktreife verbunden ist. Die Produktion von Biomethan folgt dabei dem in Abbildung 1 beschriebenen Schema.

Abbildung 1: Schema der Biomethanproduktion



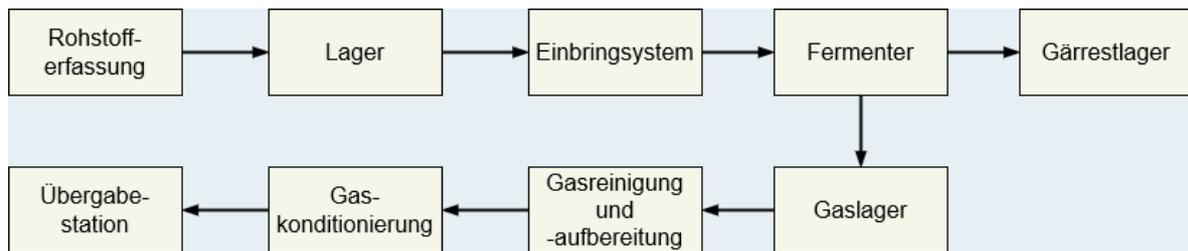
Als organisches Material beziehungsweise Substrat können unterschiedlichste organische Stoffe eingesetzt werden. Diese sind meist natürlichen Ursprungs und setzen sich aus Kohlenhydraten, Proteinen und Fetten zusammen. Ab dem Jahr 2002 kam es durch das Ökostromgesetz zu einem erheblichen Zuwachs bei Biogasanlagen in Österreich. Ursprünglich wurde zu einem großen Anteil Maissilage eingesetzt. Durch regulatorische Anforderungen wie z. B. die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) wurden und werden die Möglichkeiten des Einsatzes von Maissilage und anderen nachwachsenden Rohstoffen („NAWAROs“) jedoch deutlich eingeschränkt. Der Markt entwickelt sich daher stark in Richtung Einsatz von Reststoffen und Abfällen. Diese können im landwirtschaftlichen Kontext etwa Stroh, Blattreste oder Tierexkrememente sein, im industriellen Kontext organische Abwässer wie Molke oder Reste der Lebensmittelverarbeitung sowie im kommunalen Kontext organische Abfälle von Haushalten und Gewerbe.

Diese organischen Materialien werden in einem anaeroben Abbauprozess (ohne Sauerstoff) in organische Säuren und schließlich in ein Gasgemisch aus Biomethan, Kohlendioxid und anderen Spurengasen umgewandelt – das Rohbiogas. Diese Spurengase (vor allem Schwefeldioxid) werden während der Gasreinigung entfernt und das Gas getrocknet.

Das so erhaltene Reinbiogas besteht fast ausschließlich aus Biomethan (circa 40 bis 60 %) und Kohlendioxid, jedoch auch zu geringen Mengen aus Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S), Ammoniak (NH<sub>3</sub>), Stickstoff (N<sub>2</sub>) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>). Das Kohlendioxid kann durch verschiedene Verfahren wie Membrantechnik, Druckwasserwäsche, Aminwäsche et cetera vom Biomethan abgetrennt werden. Dadurch erhält man als Produktstrom hochreines Biomethan. Dieses muss im Falle der Netzeinspeisung noch an die Anforderungen des Erdgasnetzes angepasst werden, beispielsweise durch Odorierung und Komprimierung. Die Qualitätsanforderungen für einen sicheren Transport innerhalb des österreichischen Gasnetzes sind in der ÖVGW-Richtlinie G31 definiert. Diese regelt unter anderem den Anteil von CO<sub>2</sub> mit < 2 Vol.-%.

Es gibt unterschiedliche Anlagenkonzepte und Technologien zur Umsetzung der Biomethanproduktion. Abbildung 2 gibt eine Übersicht über die wesentlichen Komponenten einer Biomethananlage.

Abbildung 2: Wesentliche Komponenten von Biomethananlagen



Diese Komponenten müssen individuell an den Bedarfsfall angepasst werden, jeweils in unterschiedlichen Ausführungen und Anpassungsmöglichkeiten. Es gibt zu diesem Thema eine Vielzahl an hilfreichen Publikationen, z. B. den Leitfaden Biogas (FNR, 2016) und den Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung (FNR, 2014).

Biomethan ist allerdings nicht das einzige Produkt aus dem beschriebenen Prozess. Der als Nebenprodukt anfallende Gärrest kann unter Einhaltung bestimmter Grenzwerte für Inhaltsstoffe als organischer Dünger in die Urproduktion rückgeführt werden. Damit können energieintensiv hergestellter Kunstdünger substituiert und zusätzlich Teile des Kohlenstoffs sowie der Großteil der Nährstoffe (z. B. Ammoniumstickstoff [NH<sub>4</sub>-N], Phosphat [P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>], Kalium [K<sub>2</sub>O]) im Kreislauf geführt werden. Die Düngemittelverordnungen der Länder regeln streng die Ausbringung von Gärresten, unter anderem mit Grenzwerten für Stickstoff, womit eine Überdüngung der Ausbringungsflächen verhindert wird.

### 3.2 Wasserstoff

Die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff kann über eine Vielzahl von Pfaden geschehen. Die eingehenden Stoffströme aus Wasser oder Biomasse werden im Prozess durch Strom, Wärme, Licht, biologisch oder durch eine Mischung dieser Wege umgewandelt. Im Folgenden werden einige repräsentative Technologien kurz beschrieben. Die dabei verwendeten Effizienzen und technologischen Reifegrade beruhen auf internem Expert:innenwissen der Österreichischen Energieagentur. Tabelle 2 zeigt verschiedene Arten der Elektrolyse zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff:

Tabelle 2: Elektrolysearten zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff

Art	Beschreibung	Effizienz	TRL
<b>Alkali-Elektrolyse (AEL)</b>	Weltweit am meisten verbreitete Methode zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff. Die Technik basiert auf der Chlor-Alkali-Elektrolyse, einem etablierten Verfahren zur Gewinnung von Chlor. Hierbei wird das Wasser der vorliegenden alkalischen Lösung mittels Strom in Wasserstoff und reinen Sauerstoff aufgetrennt. Anode und Kathode sind von einer Membran getrennt, die OH <sup>-</sup> -Ionen durchlässt.	42 % bis 66 %	9
<b>Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)</b>	Gängiger Herstellungspfad. Die Polymermembran zwischen Anode und Kathode lässt nur einzelne Wasserstoffatome H <sup>+</sup> (Protonen) durch. Diese Technologie kann gut mit Lastwechsel umgehen und ist somit gut geeignet für die Nutzung von Regelenergie. Zurzeit erfolgt die Anwendung noch vorwiegend in Demonstrationsanlagen und „First of its-kind“-Anlagen, Marktreife ist bis 2030 zu erwarten.	40 % bis 66 %	8
<b>Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)</b>	Auch Festoxid-Elektrolyse SOEC („Solid Oxide Electrolysis Cell“). Wasserelektrolyse bei hoher Temperatur. Sehr effizient, es wird jedoch auch eine Wärmezugabe (in Form von Wasserdampf) benötigt. Einsatz vorzugsweise dort, wo Abwärme verfügbar. Bis 2030 ist TRL 8 erreichbar.	61 % bis 74 %	7
<b>Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM)</b>	Mischung zwischen PEM und AEL, bei der eine alkalische Lösung vorliegt und OH <sup>-</sup> -Ionen durch die Membran ausgetauscht werden. 2030 noch in Demonstrationsphase zu erwarten.	Keine Angabe	5 bis 6
<b>Mikrobielle Elektrolyse (MEC)</b>	Nutzung von Mikroorganismen (an der Anode), um organische Abwässer in H <sub>2</sub> und andere Produkte zu verarbeiten. Chemische Energie wird dabei in elektrische Energie umgewandelt. Bei diesem Prozess entsteht kein Sauerstoff und es kann unter anderem Methan als Nebenprodukt entstehen. Bis 2030 ist TRL 7 zu erwarten.	Keine Angabe	5
<b>Photoelektrochemische Aufspaltung (PEC)</b>	Hierbei wird ein Halbleiter in einen flüssigen Elektrolyten eingebettet (als Paneel oder gelöste Partikel). Optional werden Katalysatoren beigegeben (Photokatalyse).	Keine Angabe	4

Darüber hinaus kann Wasserstoff mit weiteren Verfahren hergestellt werden, unter anderem durch Vergasung und Pyrolyse. Die Biomassevergasung ist ein Verfahren, um Bio-

masse unter Zugabe von Wärme aufzuspalten. Dabei wird dem Prozess Luft, reiner Sauerstoff oder Wasserstoff hinzugegeben. Das entstehende Prozessgas enthält Wasserstoff und muss für eine reine Wasserstoffgewinnung anschließend aufgereinigt werden. Es gibt bereits zahlreiche Anlagen(-konzepte), vom derzeitigen TRL 8 ist bis 2030 die Erreichung der Marktreife zu erwarten (TRL 9).

Bei der Pyrolyse handelt es sich um eine thermochemische Aufspaltung von biogenem Material. Dabei wird je nach genauem Prozess das flüssige, feste (Biomasse) oder gasförmige (Biogas/-methan) Material aufgespalten, sodass Wasserstoff und elementarer Kohlenstoff entstehen. Je nach eingehenden Stoffen werden noch andere Produkte wie beispielsweise CO<sub>2</sub> erzeugt.

Neben diesen Technologien gibt es eine Vielzahl von Ansätzen, die sich meistens noch in der Grundlagenforschung (TRL 1 bis 3) befinden (z. B. Aufspaltung bei hohen Temperaturen durch gebündeltes Licht oder Herstellungsverfahren durch Bakterien oder Algen). Aufgrund der derzeit noch geringen Marktrelevanz werden diese im gegenständlichen Bericht nicht behandelt.

Bisher ist die Elektrolyse der etablierte Weg zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff. Die verschiedenen Elektrolysetypen werden von den jeweiligen Anwendungsfeldern bestimmt und bisher von Projekt zu Projekt entschieden. Andere Produktionspfade können eine Alternative zum Stromverbrauch sein, benötigen ihrerseits aber wieder andere Energieträger (Biomasse, Sonneneinstrahlung, Wärme et cetera), die vorhanden sein müssen.

### **3.3 Weitere erneuerbare Gase**

Feste Biomasse (Holz) kann über thermochemische Prozesse umgewandelt werden. Bei dieser Biomassevergasung laufen die einzelnen Umwandlungsschritte, im Unterschied zu einer Verbrennung, zeitlich und räumlich getrennt ab. Das erzeugte Gas wird als Synthesegas, Produktgas oder auch Holzgas bezeichnet. Es gibt eine Vielzahl an Vergasungskonzepten, zum Einsatz kommenden Vergasungsmitteln und Reaktortypen. Je nach Verwendungszweck braucht es mitunter eine aufwendige Gasreinigung. In weiterer Folge können mit unterschiedlichen Synthesen (z. B. Fischer-Tropsch-Synthese) aus dem Produktgas verschiedenste Produkte hergestellt werden (Treibstoffe, Chemikalien et cetera). Auch die pyrolytische Zersetzung von fester Biomasse unter Ausschluss von Sauerstoff zählt zu den

thermochemischen Umwandlungsprozessen, wobei hier nicht die Produktion von gasförmigen Energieträgern, sondern von flüssigen oder festen Primärenergieträgern beziehungsweise von Biokohle im Vordergrund steht.

Die Technologiereife variiert ja nach technischem Konzept. Holzvergaser, welche das entstandene Produktgas aufgereinigt in einem Blockheizkraftwerk verstromen und Wärme in Nahwärmenetze abgeben, sind Stand der Technik. Für die Versorgung im Gasnetz spielen Methan und/oder Wasserstoff aus genannten Prozessen in Österreich derzeit keine Rolle. In der Datenbank der IEA Bioenergy, Task 33 (Gasification of Biomass and Waste) sind mit Stand November 2023 neun Projekte in Österreich angeführt, welche als kommerziell gelten und in Betrieb sind (TRL 9). Im Bereich TRL 1 bis 8 finden sich weitere fünf Anlagen (IEA Bioenergy, 2023). Österreichische Forschungseinrichtungen gehören jedoch international zu den führenden in der Bioenergieforschung, insbesondere auch bei der thermochemischen Umwandlung von fester Biomasse.

# 4 Anlagenbestand und Produktionsmengen

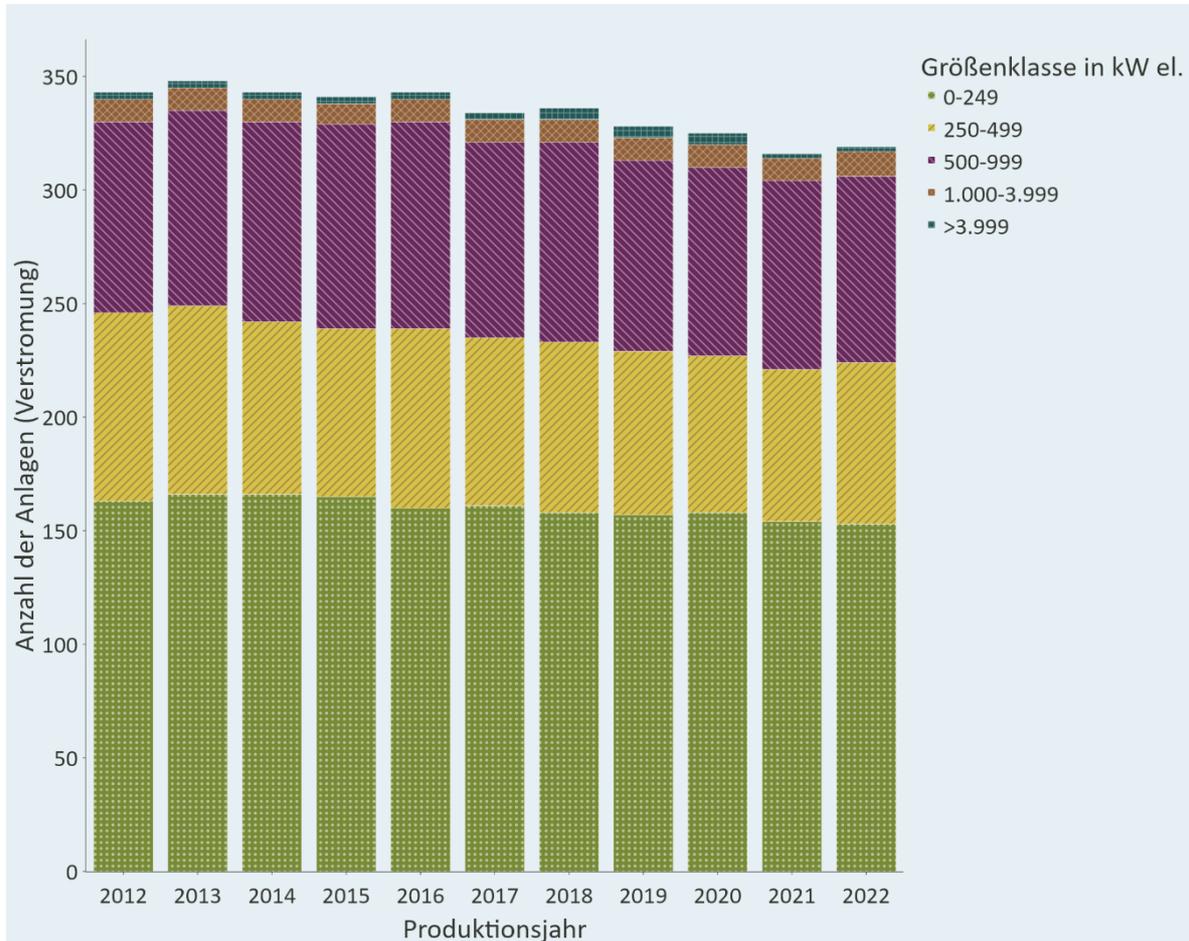
Im Folgenden wird der Status quo der Erzeugung erneuerbarer Gase in Österreich dargestellt. Dabei wird auf den aktuellen Bestand an Produktionsanlagen sowie auf die produzierten Gasmengen eingegangen.

## 4.1 Biomethan

In Österreich wird Biogas zum überwiegenden Teil in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass für viele Jahre das Förderregime ausschließlich die Stromproduktion mit Einspeisetarifen stützte. Ein Teil dieser Anlagen könnte durch Umrüstung auf Biomethanproduktion umsteigen. Analysen der AEA zeigen, dass so bis zu 1 TWh erneuerbares Gas kurzfristig eingespeist werden könnte (AEA, 2022).

Abbildung 3 zeigt, dass mehr als die Hälfte der Biogasanlagen in Österreich eine elektrische Leistung  $< 250$  kW aufweisen. Wegen der wirtschaftlichen Skalierung der Anlagenkosten und der relativ hohen Kosten für Aufreinigungsanlagen sind diese Anlagen tendenziell nicht für die Biomethanproduktion geeignet. Ein Ansatz zur Erfassung dieser Anlagen ist die zentralisierte Aufreinigung kombiniert mit einem lokalen Biogasnetz. Im Jahr 2022 waren 319 Anlagen bei der E-Control registrierte Biogasanlagen, die in Summe 532 GWh Ökostrom ins öffentliche Netz einspeisten. Aufgrund der attraktiven Marktpreise für Strom haben Biogasanlagen Ökostrom in den letzten Jahren direkt vermarktet und sind aus dem Ökostromregime ausgestiegen.

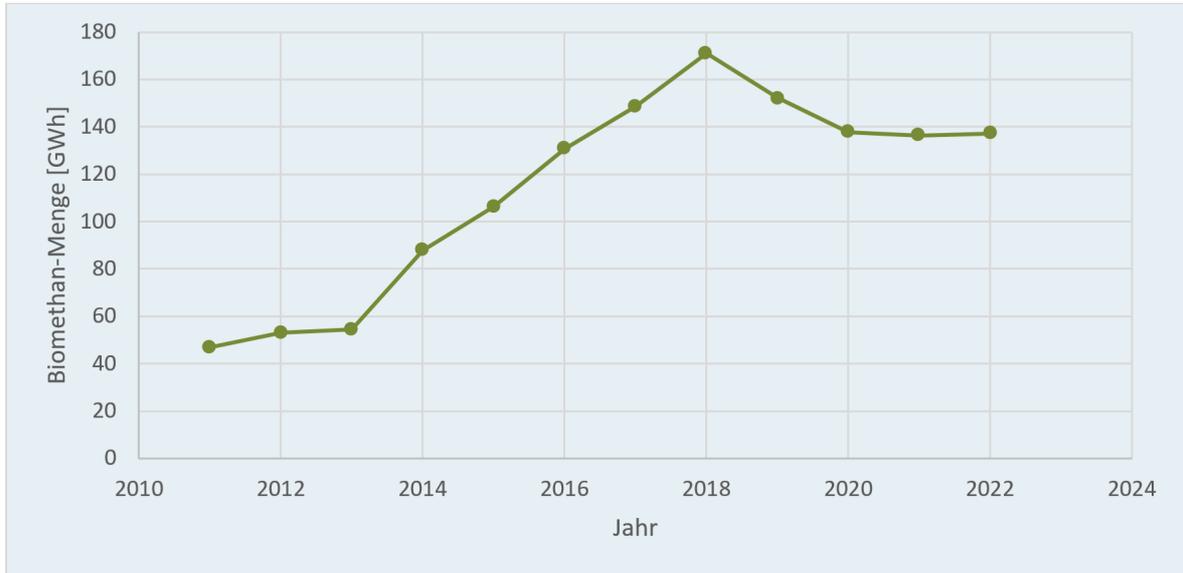
Abbildung 3: Anzahl an stromeinspeisenden Biogasanlagen nach Größenklassen über die Jahre



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von E-Control, 2023

In der Gasnachweisdatenbank der E-Control waren 2022 insgesamt 13 Anlagen registriert, welche Biomethan einspeisen. Fünf davon hatten eine Engpassleistung zwischen 499 und 999 kWth, vier lagen in der Größenklasse 1.000 bis 3.999 kWth. Weitere vier Anlagen hatten eine Engpassleistung > 3.999 kWth. Die Gasnachweisdatenbank umfasst Daten erst ab 2022, da die Gaskennzeichnungsverordnung die Ausstellung von Herkunftsnachweisen (HKN) für Gas ab diesem Jahr vorschreibt. 2022 betrug die eingespeiste Menge an Biomethan aus Anlagen, die in der Gasnachweisdatenbank der E-Control registriert waren, rund 124 GWh. Abbildung 4 zeigt die produzierte Biomethanmenge im Zeitverlauf. Diese stieg insbesondere ab 2013 deutlich, um 2018 einen Höhepunkt zu erreichen. Danach ging die Produktion auf unter 140 GWh im Jahr zurück.

Abbildung 4: Produzierte Biomethanmenge über die Jahre



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der AGCS, 2023

Insgesamt muss festgehalten werden, dass die Netzeinspeisung von Biomethan 2022 im Vergleich zu den nationalen Zielen gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, den „Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen“ (EAG §4 (1) 7.), noch gering ist. Es ist jedoch Potenzial vorhanden, um die Ziele des EAG sowie des Entwurfs des EGG zu erreichen.

## 4.2 Wasserstoff

### 4.2.1 Stand und Technik zur Herstellung erneuerbaren Wasserstoffs

Der Anlagenbestand zur Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse ist in Österreich noch sehr gering und beschränkt sich vor allem auf Demonstrationsanlagen. Mit Stand Dezember 2023 (Daten der Hydrogen Partnership Austria – HyPA) sind circa 15,2 MWel an Elektrolyse-Anschlussleistung in Österreich installiert.

Für die Herstellung von Wasserstoff werden derzeit weltweit und in Österreich noch überwiegend fossile Quellen genutzt. Der Zubau anderer Herstellungspfade beschränkt sich fast

ausschließlich auf die Elektrolyse und dabei auf Alkali-Elektrolyse (AEL), Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM) und Hochtemperaturelektrolyse (HTEL oder SOEL). Laut dem Bericht der Internationalen Energieagentur (IEA) zu Wasserstoff von 2023 (International Energy Agency, 2023) betrug die installierte Leistung 2023 circa 2,2 GWel, wobei die AEL mit 50 % der weltweiten Erzeugung am weitesten verbreitet war.

In Österreich gibt es bisher nur Informationen zu zwei öffentlichen AEL-Anlagen, die mit 3,7 MEel zusammen ein Drittel der installierten Anschlussleistung ausmachen. Die größere 3,2-MWel-Anlage wurde im Rahmen des Projekts „Demo4Grid“ installiert, die kleinere 0,5-MWel-Anlage im Rahmen von „Underground Sun Conversion“. Bei Ersterem wird der Wasserstoff zur Beheizung einer Bäckerei eingesetzt, bei Letzterem als Energiespeicher in ehemaligen Erdgaslagerstätten.

Weiters gibt es mehrere geförderte PEM-Elektrolyseanlagen in Österreich. Die größte ist die 6-MWel-Anlage bei Linz im geförderten Projekt „H2FUTURE“. In dieser soll Wasserstoff unter anderem für das Stahlwerk der voestalpine in Linz hergestellt werden, um einen alternativen Prozess zur Eisengewinnung zu ermöglichen, der nicht auf Methan oder Kohle basiert.

Zusätzlich zur reinen Hochtemperaturelektrolyse gibt es in Österreich Anlagen im Labormaßstab, bei denen eine Hochtemperatur-Co-Elektrolyse (Co-SOEC) durchgeführt wird. Durch eine katalytische Reaktion können somit synthetische Kraftstoffe wie Methan erzeugt werden.

Von HTEL-Anlagen gibt es einige kleinere Anlagen (< 1 MW), die in Österreich schon in Betrieb sind, zum Beispiel die Pilotanlage HotFlex in Mellach. Für das Projekt „HySnow“ in Hinterstoder wurde eine AEM-Elektrolyse in einer kleinen Demonstrationsanlage mit einer Leistung von 0,01 MW errichtet.

#### **4.2.2 Transport und Speicherung von Wasserstoff in Österreich**

Bei der Speicherung von Wasserstoff und anderen Gasen kann zwischen stationären und mobilen Speichern unterschieden werden. Der Transport von Gasen geschieht entweder über feste Verbindungen (Pipelines) oder mobile Speicher (Straßen-, Schienen- oder Schiffsverkehr).

Die Formen mobiler Speicherung beschränken sich in Österreich hauptsächlich auf die klassische Hochdruckspeicherung. Dabei wird Wasserstoff unter hohem Druck in Stahltanks oder komplexeren Polymer-Kompositbehältern gespeichert. Die dabei erreichten Größen reichen von Druckluftflaschen bis Lkw-Anhänger. Daneben gibt es auch noch Adsorptionsspeicher oder Metallhydridspeicher. Derzeit ist die genaue Verbreitung der verschiedenen Speichertechnologien in Österreich aufgrund fehlender Daten nicht zu bestimmen.

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff sind stationäre Wasserstoffspeicher. Besonders die Nutzung von Untertagespeichern ist stark im Fokus und wird unter anderem im Projekt „Underground Sun Storage 2030“ in Gampern untersucht.

Für eine robuste Wasserstoffinfrastruktur konzentriert man sich beim Transport auf die Nutzung von Pipelines. Die Betreiber der Erdgasnetze in Österreich planen, ein reines Wasserstoff-Pipeline-Netz aufzubauen, wobei teilweise neue Leitungen gebaut oder bestehende Erdgasleitungen umgewidmet werden sollen. Die Planung des länderübergreifenden Wasserstoffnetzes wird auf europäischer Ebene im European Hydrogen Backbone (EHB) abgestimmt.

In Österreich wurde im Rahmen des Integrierten Österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) eine umfassende Gesamtbetrachtung der Infrastrukturnotwendigkeiten des zukünftigen Energiesystems vorgenommen. Der ÖNIP stellt dar, welche Energieinfrastruktur für die Transformation des Energiesektors notwendig ist und bildet auch das Wasserstoffstartnetz ab dem Jahr 2030 ab. Die finale Version des ÖNIP wurde am 08.04.2024 veröffentlicht.

# 5 Preise und Märkte

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

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

Im nachfolgenden Abschnitt wird daher dargestellt, welche Phasen die Märkte für erneuerbare Gase durchlaufen könnten und welche Märkte für erneuerbare Gase bereits im Entstehen sind. Im dritten Teil des Abschnitts wird eine erste vollkostenbasierte Abschätzung für mögliche Preisniveaus für die erste Marktphase „Marktstart“ für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff hergeleitet.

## 5.1 Preisbildung im Markt für erneuerbare Gase

Die zu erwartende Preisbildung für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff (und gegebenenfalls weitere Produkte) hängt unter anderem von der tatsächlichen Marktentwicklung ab. In Tabelle 3 werden typische Phasen der Marktentwicklung und deren jeweilige Charakteristika dargestellt.

In der frühen Phase der Marktentwicklung (Phase 1), in der sich Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff befinden, sind die tatsächlichen Handelsaktivitäten beschränkt und die Liquidität somit gering. Es gibt insbesondere auf der Nachfrageseite wenige Teilnehmer:innen. Der Handel findet außerbörslich statt, ohne standardisierte Produkte. Erste Preisindizes werden online veröffentlicht, zum Beispiel durch Handelsplätze oder Drittanbieter, basieren aber auf Kostenberechnungen oder auf Preisindikationen ausgewählter Marktteil-

nehmer:innen, beispielsweise dem „Chef-Trader-Verfahren“, mit dem auch ohne tatsächlich eingetretene Handelsgeschäfte ein aktueller Marktpreis bestimmt werden kann. Hierzu wird eine Stichprobe an Händler:innen angerufen, um die Preisniveaus in Erfahrung zu bringen, zu denen diese ein Produkt momentan kaufen oder verkaufen würden).

In der Transformation (Phase 2) hin zu einem liquiden, wettbewerblichen Markt verlagert sich ein Teil des Handelsgeschehens an Börsen, Clearing-Häuser oder Broker und es entstehen handelbare Produkte. Möglicherweise gibt es in dieser Phase eine Vielzahl an Produkten und Handelsplätzen, da diese versuchen, sich am Markt für H2 und/oder Biomethan zu etablieren. Commodity-spezifische Indizes rücken bei der Preisbildung in den Vordergrund.

In einem entwickelten Markt (Phase 3) schließlich geht ein hoher Grad an Handelsaktivitäten einher mit einer zunehmenden Standardisierung von Produkten und der Entwicklung eines eigenständigen Marktes. Das kurzfristige Marktgleichgewicht stellt sich entlang der Grenzkosten des teuersten Produzenten ein, der notwendig ist, um die jeweilige Nachfrage zu bedienen. Preisunterschiede zwischen Ländern oder Regionen spiegeln die Kapazitäten für den Austausch zwischen diesen wider.

Tabelle 3: Typische Phasen der Marktentwicklung und jeweilige Charakteristika

Thema	Phase 1 Marktstart	Phase 2 Transformation	Phase 3 Entwickelter Markt
<b>Liquidität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wenig Liquidität</li> <li>• Direkte Beziehung zwischen Käufer:innen und Verkäufer:innen</li> <li>• Wenige Teilnehmer:innen auf der Nachfrageseite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Liquidität in einzelnen Teilssegmenten</li> <li>• Überwiegend noch direkte Beziehung zwischen Käufer:innen und Verkäufer:innen</li> <li>• Steigende Nachfrage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Liquidität</li> <li>• Liquider Handel mit Herkunftsnachweisen</li> <li>• Bei entsprechender Anzahl an Käufer:innen und Verkäufer:innen ein hoher Grad an Wettbewerbsintensität</li> </ul>
<b>Handel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Außerbörslich</li> <li>• Keine standardisierten Produkte</li> <li>• Erste Preisindizes auf Basis von Kostenberechnungen oder Chef-Trader-Verfahren entstehen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Standardisierte Verträge, gegebenenfalls Clearing</li> <li>• Handelbare Produkte entstehen</li> <li>• Wenig Liquidität bei standardisierten Produkten</li> <li>• Gegebenenfalls viele Handelsplätze</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Teilweise börslich</li> <li>• Liquidität bei standardisierten Produkten</li> <li>• Mögliche Konsolidierung an Handelsplätzen</li> </ul>

Thema	Phase 1 Marktstart	Phase 2 Transformation	Phase 3 Entwickelter Markt
<b>Preisbildung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulatorisch (basierend auf Levelized Costs of Energy, LCOE)</li> <li>• Langfristige Verträge, gegebenenfalls auf Substitute indexiert (z. B. Erdgas)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Commodity-spezifische Indizes spielen eine größere Rolle</li> <li>• Langfristige Verträge werden mit kurzfristigen Verträgen oder Produkte ergänzt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eigenständiger Markt mit Grenzkosten-Gleichgewicht</li> <li>• Robuste Preissignale für standardisierte Produkte</li> <li>• Herkunftsnachweise spiegeln die Preisdifferenzen der unterschiedlichen Produkte wider</li> </ul>
<b>Geografische Abgrenzung</b>	Lokale Märkte	Märkte werden globaler	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Märkte sind global beziehungsweise es werden Austauschkapazitäten entsprechend bepreist (im Sinne eines virtuellen Handelspunkts)</li> </ul>

In wie weit sich die Märkte von Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff entlang dieser Phasen entwickeln, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht abgeschätzt werden. Die Energiebörse EEX geht in ihrem Zeitplan für Wasserstoff von der Entwicklung eines liquiden geclarten Handels zwischen 2028 und 2030 aus. Erste Wasserstoffauktionen sind aber für 2024 geplant. Im Rahmen der Europäischen Wasserstoffbank sind bereits Förderauktionen am Laufen, hierbei handelt es sich aber um reine Produktionsförderungen. Die Initiative HyXchange, getragen vom staatlichen niederländischen Gasnetzbetreiber Gasunie sowie einigen Häfen (Rotterdam, Antwerpen) und Handelsteilnehmer:innen, rechnet mit börslichen Handelsaktivitäten ab 2026.

Aktuell befinden sich die Märkte in einer sehr frühen Phase, in der erste Preisindikationen veröffentlicht werden. Diese werden in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt.

## 5.2 Märkte für erneuerbare Gase

Aktuell gibt es keine, beziehungsweise sehr eingeschränkte Handelsmöglichkeiten von Biomethan und Wasserstoff. Bei Wasserstoff gibt es erste Preisindizes, die in der Regel täglich oder wöchentlich von Handelsplätzen veröffentlicht werden. Bei Biomethan listen Preisreporter wie Argus und S&P Global Preise für Herkunftsnachweise in Europa oder einzelnen Ländern. Diese Informationen beruhen auf Einschätzungen von Händler:innen, Produzent:innen und Abnehmer:innen und müssen erworben werden. Am CEGH (Central European Gas Hub) gibt es eine erste Handelsplattform (CEGH GreenGas Platform) in Form eines Bulletin Board, welches das Matching von Angeboten von Biomethan und HKN erlauben soll. Tabelle 4 zeigt die für Österreich relevanten Indizes, die im Bereich Wasserstoff verfügbar sind.

Tabelle 4: Aktuelle Preisindizes und Handelsmöglichkeiten für Biomethan und Wasserstoff

Handelsplatz	Preisindizes	Region	Zeitliche Ausprägung
CEGH	CEGH Green Hydrogen Index	Österreich, Zentraleuropa	Spot, Forward und Power Purchase Agreement (PPA) über 10 Jahre
EEX	Hydrix	Deutschland	Wöchentlich (auf Basis von Angebot und Nachfrage)
HyXchange	HYCLIX	Niederlande	Nur Spot

## 5.3 Kostenbasierte Herleitung eines möglichen Preisniveaus

Da in Phase 1 der Marktentwicklung bislang keine liquiden Marktplätze für erneuerbare Gase existieren, kann in diesem Bericht keine ausführliche Auswertung historischer Marktergebnisse erfolgen. Für verschiedene Arten erneuerbarer Gase können jedoch Gesteungskosten zur Produktion unter heutigen Bedingungen bestimmt werden. Diese Kosten sind nicht als repräsentative Marktpreise, sondern als untere Grenze für langfristig für Anlagenbetreiber:innen zu erlösende Preise zu verstehen – kein:e Produzent:in kann seine Güter (dauerhaft) unter seinen Produktionskosten anbieten. Ist der Preis dauerhaft zu niedrig, um die Kosten zu decken, scheiden Produzent:innen aus dem Markt aus.

In einem Markt mit hoher Marktreife und größerem Wettbewerb ist eine Senkung der gebotenen Preise auf das Grenzpreisniveau zu erwarten, in einem nicht kompetitiven Markt sind signifikante Preisaufschläge wahrscheinlich – das heißt, die tatsächlichen Preise können grundsätzlich in beide Richtungen von den bestimmten Gestehungskosten abweichen. Die in diesem Abschnitt bestimmten Gestehungskosten sind daher als Herleitung aktuell plausibler Preisniveaus des Angebots von Neuanlagen zur Produktion erneuerbarer Gase zu interpretieren und nicht als exakte Preisbestimmung.

### 5.3.1 Methodisches Vorgehen bei der Gestehungskostenbestimmung

Im Folgenden werden die Levelized Costs of Energy (LCOE) für Biomethan und Wasserstoff in €/MWh bestimmt. Diese repräsentieren ein durchschnittliches Erlösniveau, das erzielt werden muss, um eine Neuanlage wirtschaftlich zu betreiben. Dabei werden sowohl die Investitionskosten und die Betriebskosten als auch Inflationsentwicklungen und ein angemessenes Zinsniveau berücksichtigt. Die Berechnungsformel für die LCOE ist in Formel 1 dargestellt, angenommene Parameterwerte und Quellen werden in Tabelle 5 angegeben. Es werden die Kosten der Gasbereitstellung diskontiert, aufsummiert und durch die mit dem angemessenen Zinssatz diskontierte Summe der erzeugten Gasmengen in MWhth geteilt. Die LCOE haben folglich einen Wert mit der Einheit €/MWhth. Als Investitionsjahr wird das Jahr 2025 angenommen, als relevanter Betriebszeitraum der Anlagen werden 15 Jahre ab dem Jahr 2026 angenommen, das heißt bis einschließlich 2040. Ein Restwert der Anlagen nach diesem Zeitraum sowie zusätzliche Erzeugungsmengen und Betriebskosten durch eine eventuell längere Betriebsdauer über 2040 hinaus werden nicht betrachtet.

Formel 1: Berechnung für Levelized Costs of Energy

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

$I_t$ : 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 Verzinsung wird mithilfe der Berechnung der Weighted Average Cost of Capital (WACC) bestimmt, siehe Formel 2. Dafür wurden aktuelle Literaturwerte für verschiedene Parameter recherchiert. Dabei wurde für Biomethan der Beta-Wert des Sektors Green & Renewable

Energy und für Wasserstoff der Beta-Wert des Sektors Chemical (Specialty) für Westeuropa angesetzt. Die Risikozuschläge für Fremdkapital sowie die Eigen- und Fremdkapitalquoten für Biomethan orientieren sich an Literaturwerten und eigenen Annahmen.

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

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

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

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

$$EKQ + FKQ = 1$$

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

Mit:

*EKQ*: Eigenkapitalquote

*EKK*: Eigenkapitalkosten

*FKQ*: Fremdkapitalquote

*FKK*: Fremdkapitalkosten

*s*: Steuersatz

*i<sub>rf</sub>*: Risikoloser Zinssatz

*i<sub>FK</sub>*: Risikoprämie FK

*i<sub>erp</sub>*: landesspezifische Equity-Risk-Prämie

$\beta$ : levered Beta-Faktor

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

Tabelle 5: Parameterwerte und Quellen für WACC-Bestimmung

Wert	Biomethan	Wasserstoff	Quelle
Risikoloser Zinssatz	2,45 %	2,45 %	KPMG, 2023
Landesspezifische Equity-Risk-Prämie	6,43 %	6,43 %	Damodaran, Country Default Spreads and Risk Premiums, 2023
Unlevered Beta	0,6821	1,0253	Damodaran, Levered and Unlevered Betas by Industry – Europe 2023
Risikoaufschlag Fremdkapital	1,75 %	5,5 %	Eigene Annahmen; Lazard, 2021
Eigen- und Fremdkapitalquote	20 % / 80 %	60 % / 40 %	Altrock et alii, 2008; Lazard, 2021
Steuersatz (ab 2024)	23 %	23 %	§ 22 KStG

Für Biomethanproduktionsanlagen ergibt sich ein WACC von 8,64 % vor Steuern und 6,66 % nach Steuern. Für Wasserstoffproduktionsanlagen resultiert ein WACC von 12,86 % vor Steuern und 9,90 % nach Steuern. Um die Kosten für den Strombezug für Elektrolyseure abbilden zu können, wird ein langfristiges Strompreisszenario benötigt. Dafür wird ein eigenes vereinfachtes Preismodell herangezogen. In Jahresschritten werden durchschnittliche Strompreise (Base) auf Basis von Annahmen zur Entwicklung von erneuerbarer Stromeinspeisung, Gaspreisen, CO<sub>2</sub>-Preisen sowie Annahmen des Hochlaufs der Stromerzeugung aus erneuerbarem Wasserstoff bestimmt.

Dieses Modell folgt der Merit-Order-Logik, welche besagt, dass die Grenzkosten der letzten Technologie, die noch zur Deckung der momentanen Stromnachfrage benötigt wird, den momentanen Strompreis bestimmen. In diesem Modell bestimmen sich die Jahresbase-Strompreise als gewichteter Mittelwert der Gestehungskosten eines repräsentativen Gaskraftwerks (55 % durchschnittlicher Wirkungsgrad, zunächst befeuert mit Erdgas, im Zeitverlauf ab 2030 mit einem auf 100 % steigenden Anteil erneuerbaren Wasserstoffs) und einer Anzahl von Stunden im Jahr mit erneuerbarem Einspeiseüberschuss, der mit einem Strompreis von null bewertet wird.

Als Basis für Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen wurden die drei Szenarien des World Energy Outlook 2022 (International Energy Agency, 2022), STEPS, APS und NZE herangezogen und ein Durchschnitt über diese für die Region Europa gebildet. Es wird ein gleichbleibender

Emissionsfaktor von 0,2 Tonnen CO<sub>2</sub> pro MWh Erdgas angenommen. Zur Bemessung der Kosten von grünem Wasserstoff zur Stromproduktion für die Jahre 2030 und 2040 werden in diesem Modell Importkostenannahmen für ein pessimistisches Szenario aus dem Endbericht zu Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff von AIT und Frontier Economics (Kathan et alii, 2022) angesetzt (für die Importroute mit Wasserstoffproduktion in Spanien und den Transport nach Österreich per Pipeline) und ein auf Expert:inneneinschätzungen basierender Preis-Markup von 60 % im Jahr 2030 sowie 40 % im Jahr 2040 auf diese Importkosten angenommen.

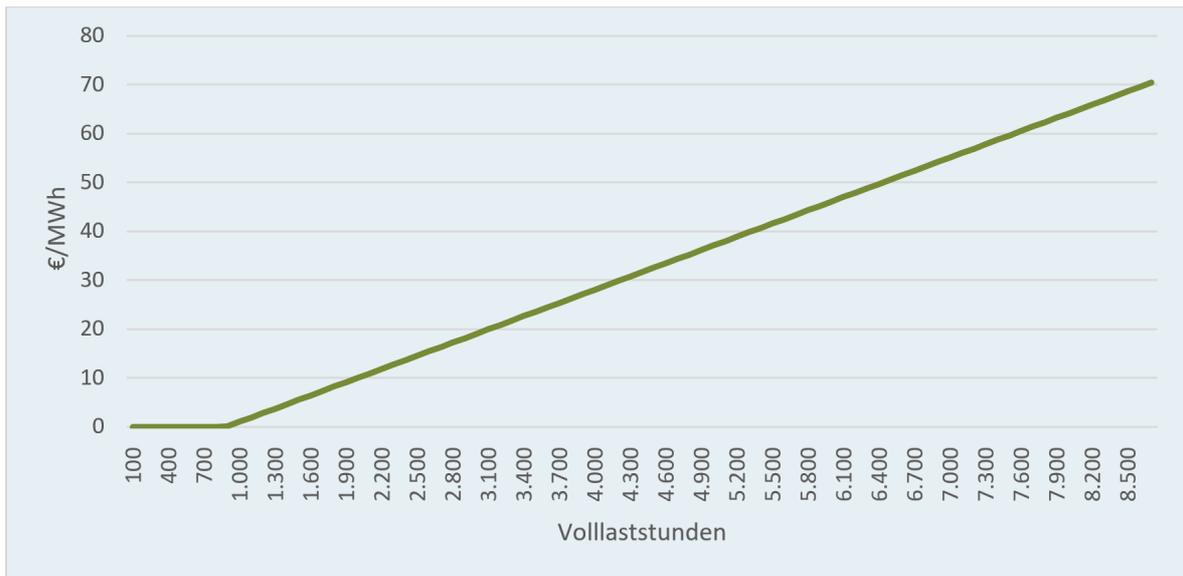
Es ist zu beachten, dass im Falle von Strom als Rohstoff zur Erzeugung in Elektrolyseuren die angenommenen durchschnittlichen Strompreise für ein Jahr nicht den Preisen in den Stunden des tatsächlichen Einsatzes der Elektrolyseure entsprechen müssen. Es ist vielmehr naheliegender, dass der Einsatz der Elektrolyseure kostensenkend bevorzugt in den strompreisseitig günstigsten Stunden des Jahres, das heißt beispielsweise bei hoher erneuerbarer Stromproduktion, erfolgt. Daher wird auf Basis der tatsächlichen angenommenen Volllaststunden der Elektrolyseure ein abgewandelter Durchschnittspreis für die jeweiligen Jahre bestimmt. Für den angenommenen Anteil von Stunden mit erneuerbarem Erzeugungsüberschuss liegt der Preis bei 0, danach steigt er linear auf den berechneten Jahresdurchschnittspreis an.

Bei diesem Ansatz werden implizit einige vereinfachende Annahmen bezüglich der Mindestbetriebsdauer, der flexiblen Steuerbarkeit der Elektrolyse sowie der Struktur der zugrundeliegenden Merit-Order-Kurve getroffen. Insbesondere wird so angenommen, dass die Anlage am Stromgroßhandel teilnimmt – oder der Bezugsstrompreis zumindest im Schnitt der Preiskurve des Kurzfristhandels entspricht. Dies hilft, ein realistischeres Bild der Strombezugskosten im Vergleich zum Jahresdurchschnittstrompreis zu erhalten. Das heißt, wenn die Anlage 8.760 Stunden laufen würde, entsprächen die Stromkosten im Durchschnitt dem Jahrespreisdurchschnitt. Bei geringerer Volllaststundenanzahl entfallen die teureren Stunden und der tatsächliche Kostendurchschnitt ist entsprechend niedriger als der Preisjahresschnitt.

Abbildung 5 veranschaulicht dieses Prinzip am Beispiel des Jahres 2030. In diesem Fall ergibt sich bei 1.000 Volllaststunden lediglich ein Preis von knapp 1 €/MWh, bei 4.000 Volllaststunden steigt er jedoch auf circa 28 €/MWh und bei einem durchgängigen Einsatz über ein ganzes Jahr läge der Preis beim Jahresdurchschnitt von etwa 71 €/MWh. Wenn die Anlage 8.760 Stunden läuft, entsprechen die Stromkosten im Durchschnitt dem Jahrespreisdurchschnitt. Wenn sie weniger läuft, fallen die teureren Stunden als Produktionsstunden raus und der tatsächliche Kostendurchschnitt ist entsprechend niedriger als der Preisjahresschnitt. Nicht berücksichtigt ist der endogene Effekt einer höheren Anzahl von Elektrolyseanlagen auf das

insgesamt resultierende Strompreisniveau, da eine Mehrzahl von Anlagen zu einer Senkung der Stunden mit niedrigen Strompreisen und somit zu einem Kannibalisierungseffekt führen würde, der in diesem vereinfachten Ansatz nicht abgebildet werden kann.

Abbildung 5: Angenommener Strombezugspreis für Elektrolyseure in Abhängigkeit von den Volllaststunden, Beispieljahr 2030



Auf Basis der historischen Inflation, der angenommen zukünftigen Inflation und der Gaspreisannahmen werden spezifische Indizes mit einem direkteren Bezug zu Investitionskosten der verschiedenen erneuerbaren Energieträger untersucht. In vielen Fällen lässt sich historisch ein Zusammenhang zwischen der durch den Haushaltsverbraucherpreisindex (HVPI) dargestellten Inflation, der Gaspreisentwicklung beziehungsweise beiden Zeitreihen zur Entwicklung dieser spezifischeren Indizes per linearer Regressionsanalyse nachweisen.

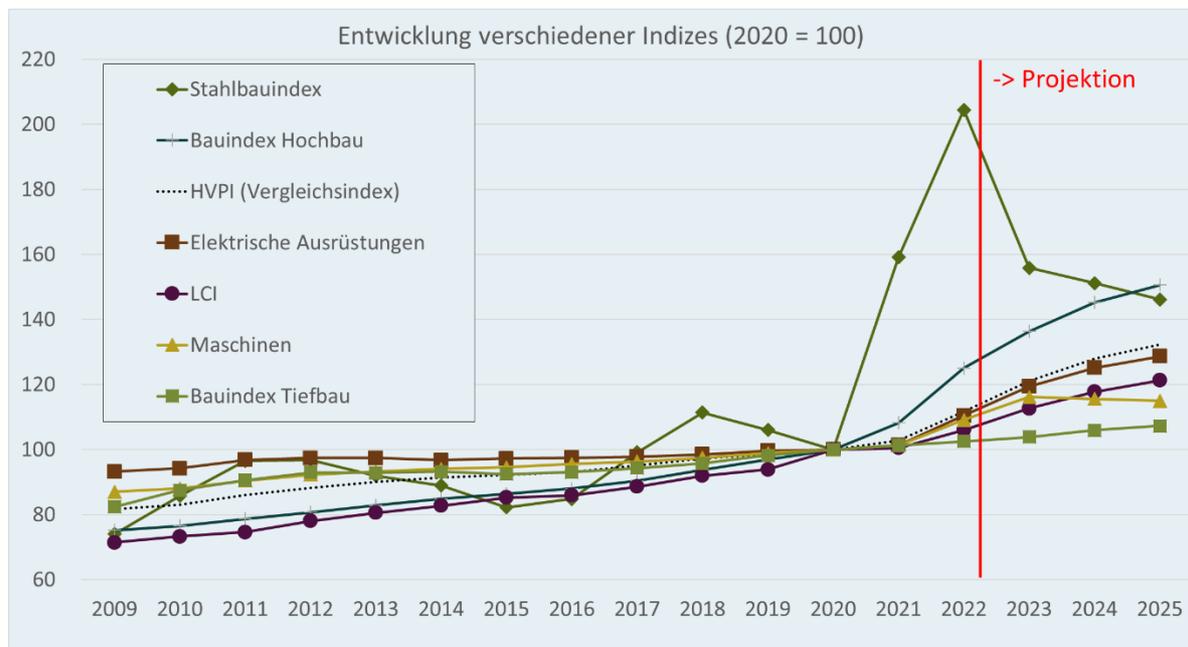
Auch autoregressive Elemente der Zeitreihen, das heißt Korrelationen der Zeitreihen mit der eigenen Historie, wurden dabei untersucht. Autoregressive Elemente kommen häufig bei periodischen Effekten vor, z. B. bei Lohnkosten, da die Branchenverhandlungen immer zu den gleichen Jahreszeiten stattfinden. In der Analyse wurden die folgenden Indizes untersucht und für die Fortschreibung in die Zukunft modelliert:

- Großhandelspreisindex Eisen und Stahl (Gruppe 46.82.13) (Statistik Austria, 2023), im Folgenden vereinfachend: Stahlbauindex
- Baupreisindex, getrennt sowohl für Hoch- als auch Tiefbau (Statistik Austria, 2023)

- Preisindex für Ausrüstungsinvestitionen, getrennt für elektrische Ausrüstungen (Gruppe 27) und für Maschinen (Gruppe 28) (Statistik Austria, 2023)
- Lohnkostenindex (Labour Cost Index – LCI) (Eurostat, 2023a)

Hierzu wurden Daten des Zeitraums 2009 bis 2022 ausgewertet. Neben der historischen Entwicklung des HVPI (Eurostat, 2023b), wurde auch die historische Entwicklung des Gaspreises für Nicht-Haushalte (Eurostat, 2023c) miteinbezogen. Die resultierende kurzfristige Weiterentwicklung dieser Indizes basierend auf diesem Regressionsansatz ist in Abbildung 6 zu sehen.

Abbildung 6: Historische Indexentwicklung bis 2022 und Projektion ab 2023 (2020 = 100 Indexpunkte)



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Eurostat, 2023b und Statistik Austria, 2023

Aufgrund einer starken Energiekostenabhängigkeit und sinkender Gaspreiserwartungen für die Jahre 2023 bis 2025 sinkt insbesondere der Stahlbauindex ab 2022 deutlich. Von den modellierten Indizes steigt nur der Bauindex Hochbau stärker als der HVPI, wobei außer dem Stahlbauindex alle Indizes eine Erhöhung im Vergleich zum Jahr 2022 aufweisen. Der Rückgang bei Maschinen ist dadurch bedingt, dass deren Kosten stärker mit Energiepreisen als mit der Gesamtinflation zusammenhängen und die Gaspreise in der Projektion fallen.

Die Teilindizes aus Abbildung 6 werden für die komponentenweise differenzierte Fortschreibung von Kostenentwicklungen herangezogen. Dazu werden die Investitionskosten der Technologien mit datenbasierten Annahmen zur Zusammensetzung der Investitionskosten auf die indizierten Kostenkategorien aufgeteilt. Diese Aufteilungen werden in den jeweiligen Technologieabschnitten zu Biomethan und Wasserstoff vorgestellt. Aufgrund der Teilindexbildung ist eine wesentlich treffsicherere Abbildung von Investitionskostenentwicklungen im Vergleich zu einem rein inflationsbasierten Ansatz möglich. Die Betriebskosten werden mit der angenommenen Entwicklung des HVPI in die Zukunft valorisiert, da es schwierig ist, eine Zuteilung auf einzelne Indexkomponenten darzustellen.

### 5.3.2 Kosten für Biomethanproduktion

Für die Kostenbetrachtung der Biomethanproduktion werden drei verschiedene Anlagen-Größen mit jeweils zwei verschiedenen Substratmischungen betrachtet:

Tabelle 6: Betrachtete Anlagenkonzepte der Biomethanproduktion

Anlage	Substratmix	Brennstoffleistung [MW]	Biomethanproduktion [Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h]	Leistung [kWth]
Anlage 1	landwirtschaftlich	1,3	130	1.300
Anlage 1	abfallwirtschaftlich	1,3	130	1.300
Anlage 2	landwirtschaftlich	3,5	350	3.500
Anlage 2	abfallwirtschaftlich	3,5	350	3.500
Anlage 3	landwirtschaftlich	5	500	5.000
Anlage 3	abfallwirtschaftlich	5	500	5.000

Die Kostenabschätzung der Biomethanproduktion in Tabelle 6 stellt eine starke Vereinfachung der realen Gegebenheiten dar. Es kann allerdings mit der folgenden Abschätzung ein Bild der Preislage sowie der Einflüsse einzelner Kostenstellen auf die Gestehungskosten gezeichnet werden.

Zur Abschätzung der CAPEX (Capital Expenditures) und OPEX (Operational Expenditures) wurden aktuelle Kostenvoranschläge von einem Anlagenhersteller eingeholt. Die relativen Kosten sind in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 7: Relative CAPEX und OPEX für die betrachteten Biomethan-Anlagenkonzepte

Anlage	Relative CAPEX [€/kWth]	Relative Wartungs- und Betriebskosten OPEX [€/(a*MWhth)]
Anlage 1 landwirtschaftlich	4.000	58
Anlage 1 abfallwirtschaftlich	5.300	58
Anlage 2 landwirtschaftlich	3.000	50
Anlage 2 abfallwirtschaftlich	2.900	50
Anlage 3 landwirtschaftlich	3.000	53
Anlage 3 abfallwirtschaftlich	2.900	53

Die Substratkosten von Biomethan aus landwirtschaftlicher Herkunft werden anhand von Regressionsanalysen bottom-up hergeleitet und geschätzt.

Der Substratpreis für Rindergülle wurde durch die Summe aus Transportkosten und einem Anteil an Düngemitteläquivalent errechnet. Die Transportkosten wurden mit 4 €/t Frischmasse (FM) angesetzt (Kalt G., 2017) und mit dem Transportkostenindex (WKO 2023) auf 4,72 €/t FM für 2022 valorisiert. Das Düngemitteläquivalent von 8,38 €/t FM für 2021 (LKStmk, 2021) wurde mit der Inflation auf 9,10 €/t FM valorisiert und mit einer Gewichtung von 0,5 (Expertenschätzung) in die Preisbildung miteinbezogen, da davon ausgegangen wurde, dass nur für einen Teil der Gülle eine entsprechende Kaufbereitschaft vorhanden ist. Dies ergibt einen Substrat-Gesamtpreis für Gülle von 9,27 €/t FM. Für Maissilage wurde ein Gleichgewichtspreis zum Körnermais von 32 €/t FM herangezogen (LKOÖ, 2023). Für Stroh wurde ebenfalls der Substratpreis entsprechend den landwirtschaftlichen Erzeugerpreisen mit 95,47 €/t FM angesetzt. In Tabelle 8 sind die aus spezifischem Methanertrag und Substratkosten abgeleiteten spezifischen Substratkosten angeführt.

Die Kostenabschätzung für organische Abfälle gestaltet sich schwieriger, weil deutlich mehr Faktoren die Kosten des Abfalls beeinflussen, z. B. die genaue Zusammensetzung, der damit verbundene Energieinhalt und die Erfassungskosten. In der folgenden Betrachtung wird davon ausgegangen, dass sich die Gate Fees, also das zu entrichtende Entsorgungsentgelt, mit den zusätzlichen Kosten der Abfallbehandlung ausgleichen (beides circa 50 €/t FM]. Daher wurden nur die Transportkosten mit 6 €/t FM, und daraus abgeleitet 0,76 Cent/kWth angesetzt. Es ist zu erwähnen, dass sich zukünftig die Preislage bei den organischen Abfällen

Richtung Substratkosten ändern könnte, da für die Abnahme der Abfälle keine Entsorgungsgebühren mehr anfallen, sondern die Substrate gekauft werden müssen. Dieser Umstand wird bei der Sensitivitätsanalyse näher diskutiert.

Tabelle 8: Substratzusammensetzung, Gewichtung, spezifischer Methanertrag und Substratkosten

Rohstoffszenerarien	Anteil am Feedstock [in % FM]	Rohstoff	Spezifischer Methanertrag [Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t FM]	Spezifische Substratkosten [Cent/kWhth]
landwirtschaftlich	20 %	Maissilage	113	2,9
landwirtschaftlich	20 %	Gülle	17	5,5
landwirtschaftlich	60 %	Getreidestroh	163	5,5
abfallwirtschaftlich	40 %	Abfälle der Lebensmittelverarbeitung	101	0,76
abfallwirtschaftlich	40 %	Bioabfalle	74	0,76
abfallwirtschaftlich	20 %	Grünschnitt	64	0,76

Aus den spezifischen Kosten der Einzelsubstrate ergeben sich gewichtete, spezifische Rohstoffkosten von 5 Cent/kWhth für landwirtschaftliche Anlagen und 0,76 Cent/kWhth für Abfallanlagen. Diese Werte werden anhand von linearen Regressionsgleichungen in die Zukunft fortgeschrieben.

Für die Valorisierung der Substratkosten wurde die Preisentwicklung der einzelnen Substrate mit einer linearen Trendlinie hinterlegt und für die Jahre bis 2040 fortgeschrieben. Rindergülle wurde mit der Inflation valorisiert. Die valorisierten Substratpreise wurden entsprechend der Gewichte zu einem Gesamtpreis aggregiert. Tabelle 9 gibt eine Übersicht der Parameter für die Kostenberechnung und die daraus resultierenden LCOE.

Tabelle 9: Zusammenfassung der Parameter und den daraus resultierenden LCOE für die einzelnen Anlagenszenarien

Parameter	Anlage LW 1,3 MWth,	Anlage LW 3,5 MWth	Anlage LW 5 MWth	Anlage AW 1,3 MWth	Anlage AW 3,5 MWth	Anlage AW 5 MWth
CAPEX [€]	4.000	3.000	3.000	5.300	2.900	2.900
OPEX [e/MWhth]	58	50	53	58	50	53
Transportkosten [€/MWhth]	0	0	0	7,6	7,6	7,6
Durchschnittliche Substratkosten 2026–2040 [€/MWhth]	60,9	60,9	60,9	0	0	0
Volllaststunden [h]	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600
LCOE [€/MWhth]	182,2	159,4	162,4	145,4	101,8	104,8

Legende: LW = landwirtschaftlich; AW = abfallwirtschaftlich

Wie bereits erwähnt wurden die Eingangsparameter repräsentativ gewählt, können sich aber im Einzelfall signifikant ändern. Deshalb wurden für die einzelnen Parameter Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um eine Einschätzung zu geben, wie sich die LCOE auf Basis der Parameter verändern. Die Ergebnisse sind in den folgenden Abbildungen 7 bis 10 dargestellt.

Abbildung 7: Sensitivität der CAPEX über den LCOE

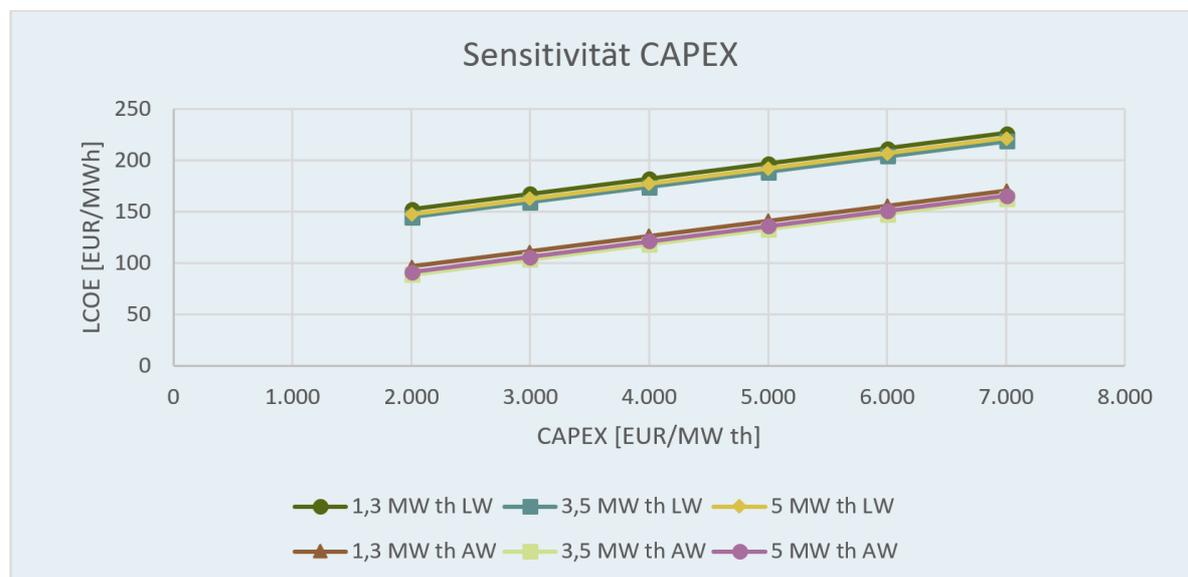


Abbildung 8: Sensitivität der OPEX über den LCOE

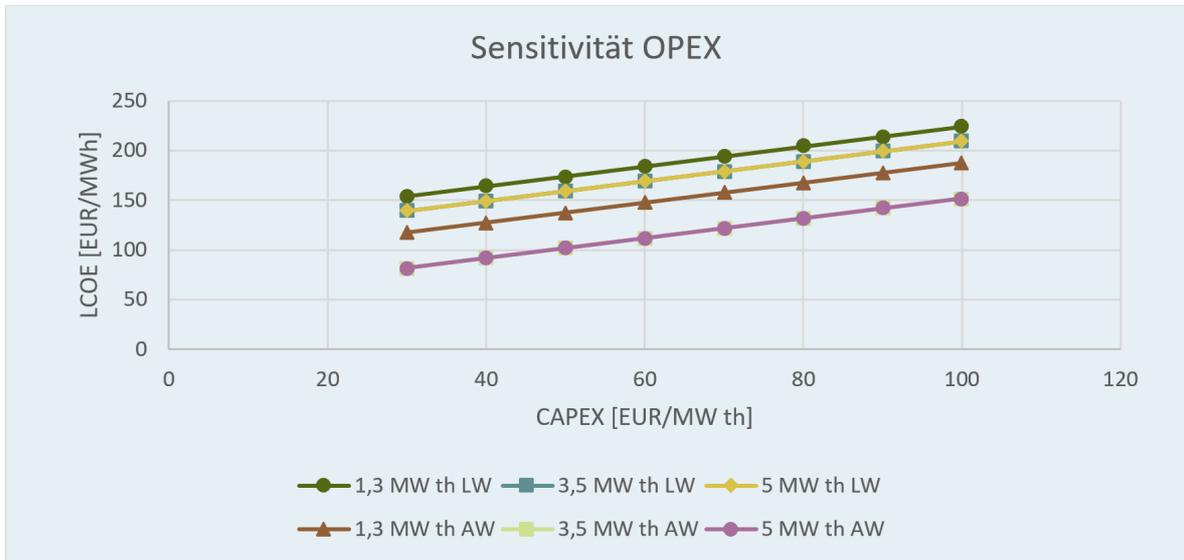


Abbildung 9: Sensitivität der Substratkosten über den LCOE

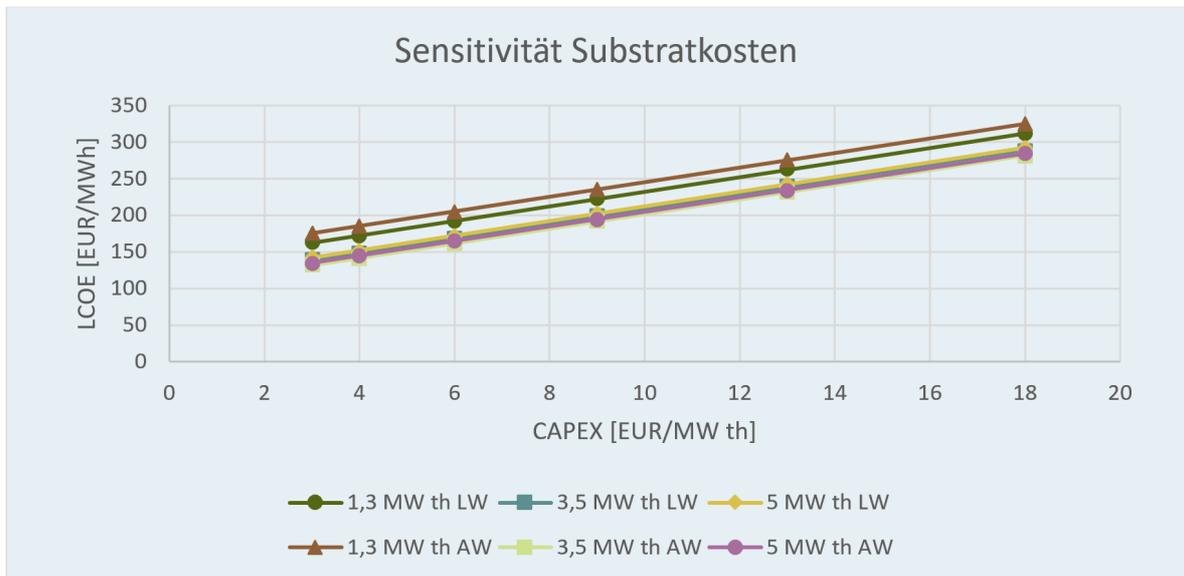
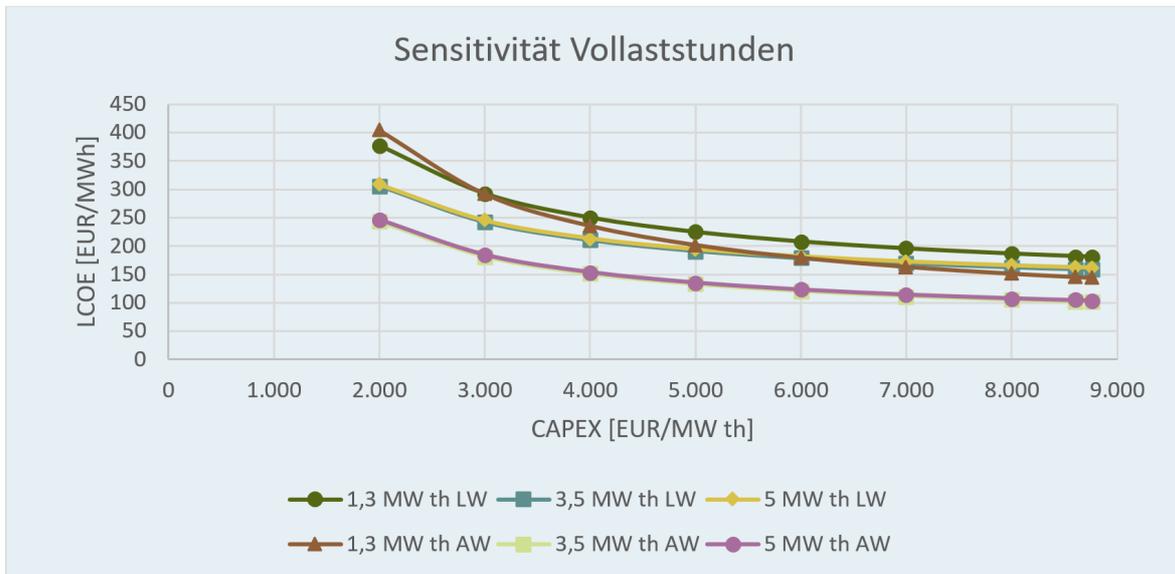


Abbildung 10: Sensitivität der Vollaststunden über den LCOE



Ein Augenmerk ist im Besonderen auf die Substratkosten zu legen. Diese weisen den stärksten Einfluss auf die Gestehungskosten auf. Wie zuvor beschrieben wurden für die Substratkosten der abfallwirtschaftlichen Anlagen nur die Transportkosten angesetzt. In Abbildung 9 wurden zusätzlich Kosten für die eingesetzten Substrate aufgeschlagen. Bei einem starken Markthochlauf könnte es zu einer Konkurrenzsituation zwischen den Biomethananlagen kommen, wodurch sich entsprechend der Angebot-Nachfrage-Dynamik ein Marktwert der organischen Abfälle einstellen würde.

Es ist hier deutlich hervorzuheben, dass die verfügbaren organischen Abfälle stark in der Qualität für die Vergärung variieren und deren Erfassung unterschiedlich funktioniert. Daraus ergeben sich individuelle, spezifische Kosten für die Substrate. Anlagenbetreiber:innen sind immer bestrebt, die Substrate mit den niedrigsten Kosten einzusetzen. Das zeigt sich aktuell schon durch die Knappheit der qualitativ hochwertigen und einfach zu erschließenden Abfälle wie Altspeisefette, „reine“ Lebensmittelabfälle von Großbetrieben et cetera. Es sind mit Sicherheit noch signifikante, zusätzliche Potenziale vorhanden, aber deren Erschließung wird zunehmend teurer. Es ist davon auszugehen, dass mit zunehmender Erschließung der verfügbaren Potenziale die LCOE signifikant steigen werden. Die in Tabelle 10 abgebildeten Gestehungskosten von 180 €/MWhth könnten daher insbesondere bei landwirtschaftlichen Anlagen deutlich überschritten werden.

### 5.3.3 Kosten für Wasserstoffproduktion

Für Wasserstoff gibt es noch keinen etablierten Weltmarkt. Die bisherigen Mengen werden von einigen großen Lieferanten verschiedener Gase direkt an Abnehmer:innen verkauft (over the counter, OTC) oder fallen in lokalen Prozessketten als Produkt an. Weltweit entfallen 60 % der Industriemenge auf die Ammoniakproduktion, 30 % auf Methanol und 10 % auf die Stahlproduktion (IEA, 2023). Der Wasserstoffmarkt befindet sich somit auch in Österreich noch in der Phase des Marktstarts. Neue Mechanismen wie die von Deutschland finanzierte H2Global und die von der EU finanzierte Europäische Wasserstoffbank schaffen mit Absicherungen und Förderungen von Abnehmer:innen und Lieferant:innen einen ersten europäischen Marktplatz für erneuerbaren Wasserstoff und ermöglichen gleichzeitig erste Einsichten in die Preisfindung. Dabei soll die Schwierigkeit des Hochskalierens überwunden werden, indem sowohl Produzent:innen als auch Abnehmer:innen mit einer kontinuierlichen Abnahme mit konstantem Preis rechnen können. So können die Marktunsicherheiten und auch die Transaktionskosten für erste Teilnehmer:innen verringert werden.

Zu einem Zeitpunkt, zu dem verhandelte Preise noch sehr stark schwanken und wenig Orientierung für Marktteilnehmer:innen besteht, hat die SEG mithilfe valider Annahmen im Folgenden mögliche Wasserstoffgestehungskosten (LCOH – Levelized Cost of Hydrogen) für einen in Österreich stehenden Elektrolyseur abgeschätzt. Die zur Berechnung des LCOH zugrundeliegenden Investitionskosten (CAPEX) basieren auf dem Brownfield-Ansatz, das heißt in diesem Fall ein im Besitz befindliches Grundstück mit passendem Bauplatz und existierenden Anschlüssen für eingehenden Strom und Wasser sowie ausgehenden Wasserstoff. Diese Kosten sind somit nicht Teil der Berechnung.

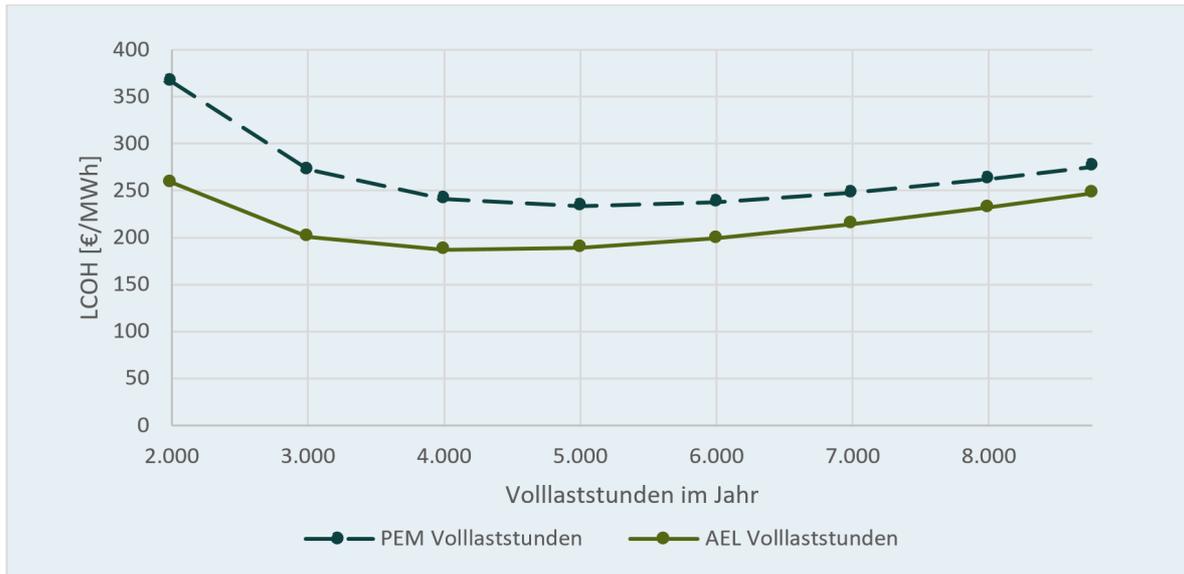
Für die Preisbildung wurden die Technologien AEL und PEM gewählt, da es für diese erneuerbaren Wasserstofftechnologien im Gegensatz zu Hochtemperaturelektrolyse und anderen erneuerbaren Herstellungspfaden bereits eine signifikante Menge an (Demonstrations-)Anlagen gibt. Die CAPEX für die AEL liegt dabei zwischen 871 und 1.384 €/kWel und für PEM zwischen 1.262 und 2.110 €/kWel. Für die Berechnung des CAPEX wurden die Schätzungen für 2020 und 2030 aus dem Task 38 des Hydrogen TCP der IEA (Proost, 2020) linear interpoliert und mit dem Verbraucherpreisindex (Österreichische Nationalbank, 2023) angepasst. Die Elektrolyseurkosten wurden mithilfe von umgesetzten Projektkosten angesetzt und validiert.

Die Gesamteffizienz der Systeme basiert auf Expertenschätzungen und wurde mit 0,43 bis 0,67 % für AEL und mit 0,4 bis 0,67 % für PEM angenommen. Analog zu den CAPEX wurden die Wartungs- und Instandhaltungskosten errechnet, die Daten kommen dabei aus der Studie „IndWEde“ (Smolinka et alii, 2018) und beziehen sich ebenfalls auf die installierte Anschlussleistung. Für AEL sind jährliche Kosten von 14,51 bis 33,81 €/kWel und für PEM 15,69 bis 16,68 €/kWel angenommen. Die jährlichen Kosten für die Versicherung werden dabei entsprechend ähnlichen Berechnungen mit jährlich 2 % der CAPEX angenommen (Lazard, 2021). Die Betriebskosten für den Wasserverbrauch wurden für österreichisches Trinkwasser mit 0,002 €/l bei einem Verbrauch von 13,8 kg Wasser pro kg Wasserstoff berechnet. Für den Strompreis wurde die in Kapitel 5.3.1 genutzte Methode zur Berechnung verwendet. Für die Untersuchung des Einflusses der verschiedenen Annahmen wurden diese mithilfe einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Dabei wurden die anderen Annahmen fixiert (siehe Tabelle 10).

Tabelle 10: Übersicht der Annahmen des mittleren Szenarios für die Sensitivitätsanalyse von LCOH

Untersuchte Variablen	PEM	AEL
Volllaststunden [h/Jahr]	5.000	5.000
Systemeffizienz	54 %	55 %
CAPEX [€/kW]	1686	1128
OPEX M/O [€/kW/Jahr]	13,66	23,8

Abbildung 11: LCOH-Sensitivitätsanalyse der Volllaststunden



Wie in Abbildung 11 zu erkennen, gibt es für die Volllaststunden ein Minimum bei 4.000 bis 5.000 Stunden im Jahr. Da es sich hierbei um Stromnetzpreise handelt, werden bei geringerer Auslastung besonders die Stunden, bei denen ein niedriger Strompreis vorliegt, genutzt. Bei einer zu geringen Auslastung fallen dabei die fixen Betriebskosten wieder ins Gewicht.

Abbildung 12: LCOH-Sensitivitätsanalyse der Investitionskosten

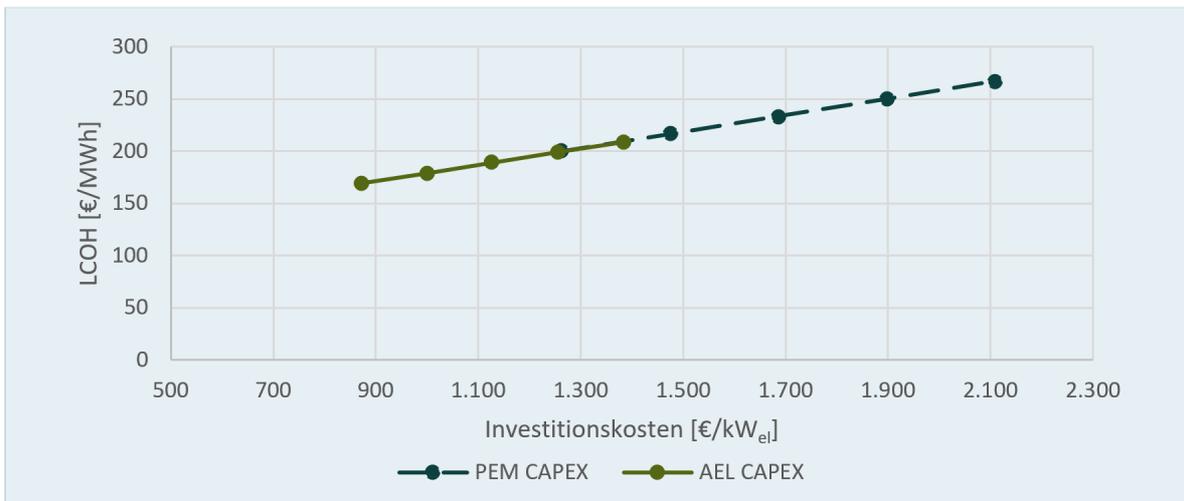
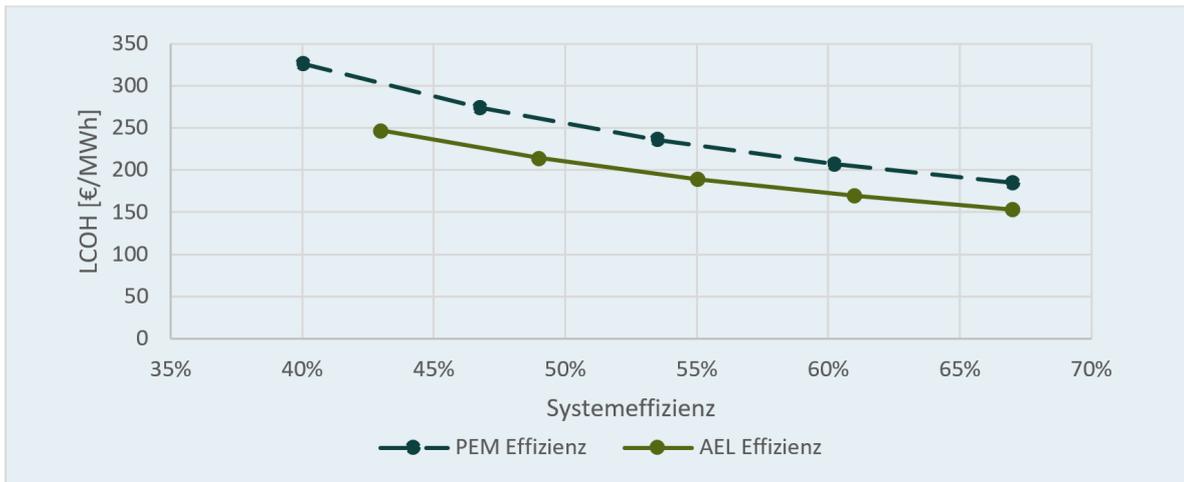


Abbildung 13: LCOH-Sensitivitätsanalyse der Wartungs- und Instandhaltungskosten



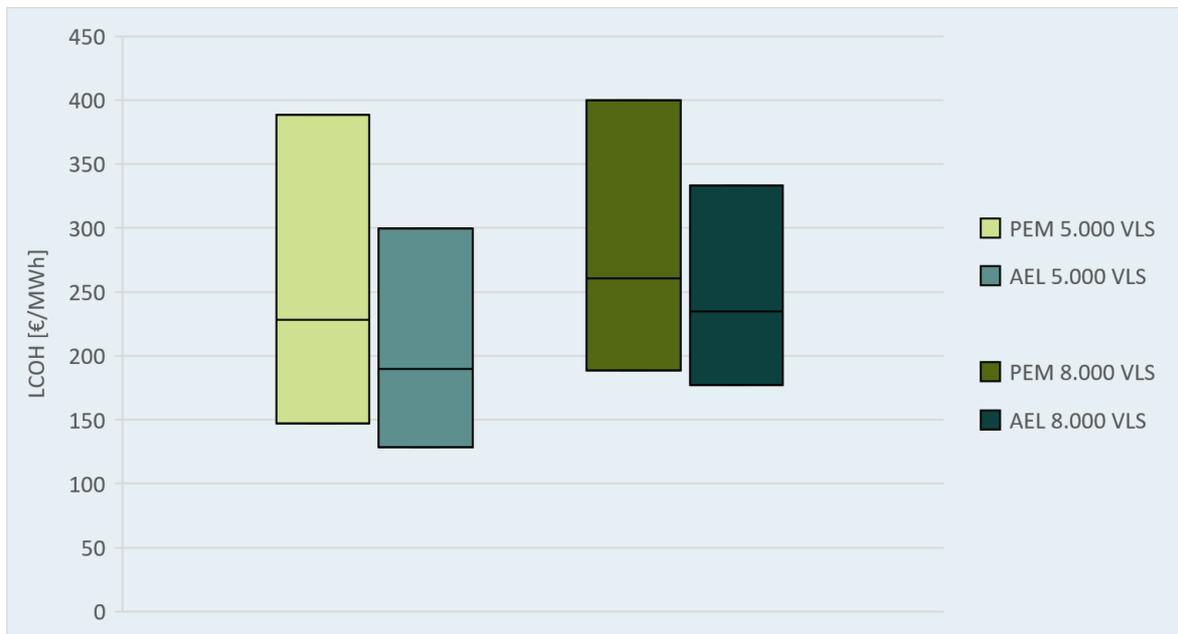
Abbildung 14: LCOH-Sensitivitätsanalyse der Systemeffizienz



Bei der Erhöhung der Investitionskosten steigt der LCOH linear und proportional von 164 €/MWh bei CAPEX von 871 €/kW auf 255 €/MWh bei CAPEX von 2.110 €/kW (Abbildung 12). Zwischen den Technologien gibt es dabei neben der CAPEX-Spanne keine nennenswerten Unterschiede. Die Variation in den Wartungs- und Instandhaltungskosten (M/O) hat sowohl bei der PEM als auch der AEL bei den angenommenen 5.000 Volllaststunden nur einen sehr geringen proportionalen Einfluss auf die Kosten (Abbildung 13). Zwischen der höchsten und der niedrigsten Systemeffizienz (Abbildung 14) gibt es jedoch große LCOH-Unterschiede mit einer Kostensteigerung um bis zu 50 % bei beiden Technologien.

In den Sensitivitätsanalysen sind besonders bei Volllaststunden, Investitionskosten und Systemeffizienz starke Veränderungen der Wasserstoffgestehungskosten zu erkennen. Da es große Unterschiede je nach Technologie, Volllaststunden und weiteren Faktoren gibt und die öffentlichen Preise aufgrund der hohen Anzahl von Demonstrationsanlagen noch sehr unsicher sind, wird der LCOH im Folgenden als Spanne zwischen dem schlechtesten und dem besten Fall angegeben (siehe Abbildung 15). Aufgrund des Einflusses der Volllaststunden wurden die Kosten für eine Auslastung von 5.000 und 8.000 Stunden im Jahr angegeben.

Abbildung 15: Darstellung der Wasserstoffgestehungskosten für AEL und PEM bei unterschiedlichen Volllaststunden (VLS)



Anmerkung: Andere Variablen variieren in den Bereichen, die in den Sensitivitätsanalysen untersucht wurden. Der Mittelwert stellt das mittlere Szenario da.

Die Wasserstoffgestehungskosten der PEM-Elektrolyse reichen von 147 bis 388 €/MWh bei 5.000 Volllaststunden und 189 bis 400 €/MWh bei 8.000 Volllaststunden. Die Kosten liegen bei der AEL niedriger mit 129 bis 299 €/MWh bei 5.000 Volllaststunden und 177 bis 333 €/MWh bei 8.000 Volllaststunden. Diese vereinfachte Kostenberechnung stellt keine Preise dar, sondern ist eine erste Einschätzung der Gestehungskosten.

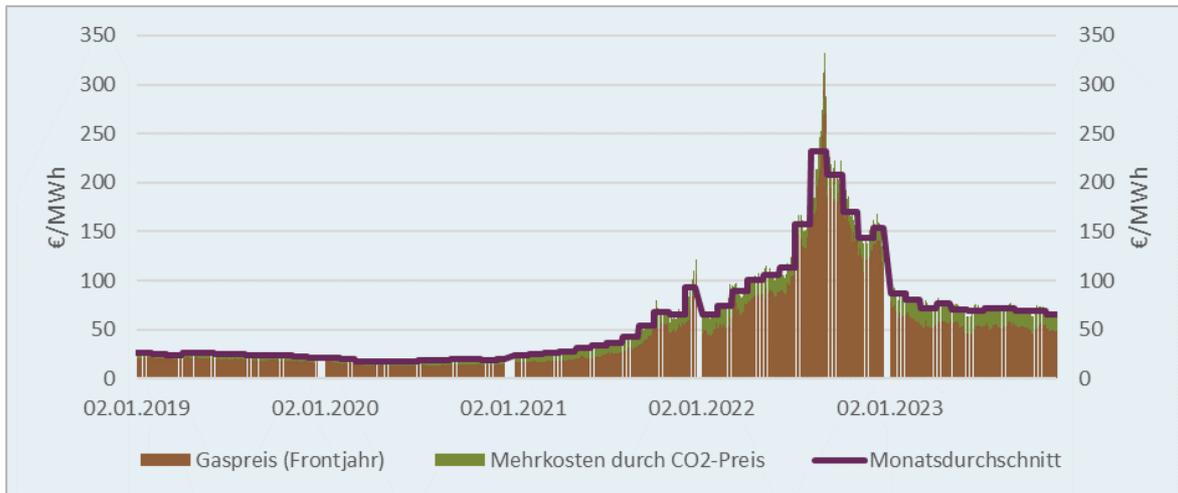
Die erneuerbare Wasserstoffwirtschaft befindet sich zurzeit in Österreich und weltweit noch im Hochlauf. Ebenso werden die genutzten Technologien kontinuierlich weiterentwickelt, wodurch bei den meisten Projekten Bauteile verwendet werden, die noch nicht lange auf dem Markt erprobt sind. Weiters sind viele Projekte für die Betreiber:innen, Regulierer:innen und Zulieferer:innen die ersten großen Wasserstoffprojekte, wodurch noch ein Lern- und Optimierungsprozess notwendig ist. All diese Faktoren führen dazu, dass es sich bei den gebauten Anlagen bezüglich ihrer Rahmenbedingungen und Umsetzung meist noch um Demonstrationsanlagen handelt, die sich stark voneinander unterscheiden. Dadurch ist bei vielen Projekten noch mit einem höheren Kostenniveau zu rechnen.

### **5.3.4 Vergleich mit fossilen Gasen**

In diesem Abschnitt sollen die ermittelten Gestehungskosten in den Gesamtkontext der aktuellen Marktpreise für fossile Gase gestellt werden, um Aufschluss über die kurzfristige, preisliche Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Gase zu geben. Durch den Fokus dieses Abschnitts auf einzelwirtschaftliche, kurzfristige Preissignale stehen strategische, systemische Langfristkostenerwägungen und die daraus folgende grundsätzliche klimapolitische Notwendigkeit der Dekarbonisierung des Energiesystems nicht im Zentrum der folgenden Analyse. Gleichzeitig soll das folgende Kapitel diese Aspekte keinesfalls in Abrede stellen und langfristige Perspektiven sollten bei der Einordnung der dargestellten aktuellen Marktlage jedenfalls mitgedacht werden.

Die in den vorherigen Kapiteln ermittelten Gestehungskosten über die Lebensdauer einer Anlage liegen über den momentanen Preisen, die für Erdgas aktuell im österreichischen Marktgebiet verlangt werden. Dies gilt auch wenn CO<sub>2</sub>-Kosten mit den Preisen des EU-Emissionshandels miteinbezogen werden. Aktuell sinken die CO<sub>2</sub>-Preise konjunkturbedingt EU-weit wieder leicht. Derzeit liegen die Preise zwischen 65 bis 70 €/t. Abbildung 16 zeigt die Preisentwicklung für Erdgas am Handelspunkt CEGH VTP und CO<sub>2</sub> (EUA) seit 2019.

Abbildung 16: Gaspreisentwicklung inklusive CO<sub>2</sub>-Kosten in Österreich seit 2019



Datenquelle: EEX, Erstellung: AEA

Dabei werden für Erdgas das jeweilige Frontjahresprodukt (z. B. für ein Datum im Jahr 2019 der Wert des Futures des Kalenderjahres 2020) sowie für CO<sub>2</sub> der Dezember-Futures-Kontrakt des gleichen Jahres (z. B. für ein Datum 2019 der Dezember-Future für 2019) dargestellt. Dabei geht der CO<sub>2</sub>-Preis mit dem Emissionsfaktor 0,2 t/MWh in die Berechnung ein, das heißt, der zugrundeliegende CO<sub>2</sub>-Preis liegt um den Faktor fünf höher.

Seit Ende der Heizperiode liegt der kombinierte Preis in etwa bei 70 €/MWh und somit unter den in den vorherigen Abschnitten berechneten Gestehungskosten. Dies impliziert, dass die genannten Energieträger ohne Förderung momentan noch kein wirtschaftliches Substitut zu Erdgas darstellen. Auf dem Höhepunkt der Energiekrise im Spätsommer 2022 hingegen lagen die Preise zeitweise über 200 €/MWh, womit sich kurzfristig ein Preisniveau einstellte, welches über den berechneten Gestehungskosten erneuerbarer Gase lag. Allerdings ist hier zu bedenken, dass Strom als Inputfaktor einer Elektrolyse ebenfalls ein deutlich erhöhtes Preisniveau aufwies und somit für erneuerbaren Wasserstoff auch in dieser Phase zumindest bei einer Kopplung von Strombezugspreisen an das allgemeine Strompreisniveau kein kostendeckender Betrieb möglich gewesen wäre.

Erneuerbare Gase stellen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Marktberichts preislich noch keine kurzfristig kompetitiven Substitute zum Energieträger Erdgas in Europa dar. Es ist jedoch anzunehmen, dass sich die Kosten fossiler Gase im Zeitverlauf, z. B. durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise, erhöhen werden und sich in den nächsten Jahren eine Verengung der Preisdifferenzen

zwischen fossilen und erneuerbaren Gasen einstellen wird. Im Falle von Elektrolysetechnologien ist diese Preisdifferenz jedoch insbesondere vom Anteil von Stunden mit niedrigen Strompreisen durch erneuerbare Stromüberschüsse abhängig. Steigen die relevanten Strompreise durch eine Erhöhung von Brennstoffpreisen oder CO<sub>2</sub>-Preisen stärker, kann daher auch der gegenteilige Effekt eintreten, das heißt der Spread zwischen Gestehungskosten von erneuerbarem Wasserstoff und dem Kaufpreis von Erdgas weiter steigen.

Ein weiteres Konkurrenzprodukt für erneuerbare Gase stellt grauer Wasserstoff dar. Bei diesem wird Wasserstoff durch Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt, wobei zusätzliche Emissionen entstehen und Energieanteile des Erdgases als Effizienzverluste verloren gehen. Daher stellt die heimische Produktion grauen Wasserstoffs als Substitut für Erdgas selbst keinen ökonomischen Anwendungsfall dar: Die resultierenden Kosten übersteigen per Definition stets den Preis des eingesetzten Erdgases, wodurch die direkte Nutzung von Erdgas attraktiver ist. Ähnliches gilt für blauen Wasserstoff, bei dem das entstehende CO<sub>2</sub> des Dampfreformierungsprozesses abgeschieden und gespeichert wird, wodurch zusätzliche Kosten entstehen – auch wenn hierdurch CO<sub>2</sub>-Emissionskosten bei dauerhafter Speicherung eingespart werden könnten. Der wirtschaftliche Import von grauem oder blauem Wasserstoff als Energieträger ist aus ähnlichen Gründen momentan nicht plausibel, da man das zugrundeliegende günstigere Erdgas, welches in anderen Weltregionen zur Verfügung steht, mit geringerem Energieverlust in Form von LNG oder Ammoniak (NH<sub>3</sub>) importieren könnte, anstatt weitere Umwandlungsschritte durchzuführen.

Etwas anders gelagert ist die Frage nach einer stofflichen, direkten Nutzung von grauem Wasserstoff, z. B. als Grundstoff in der chemischen Industrie. Die Erzeugung oder der Import von fertigem grauem Wasserstoff aus anderen Märkten war hier bislang im Allgemeinen grundsätzlich günstiger als die Erzeugung oder der Import von erneuerbarem Wasserstoff. Dabei schwanken die marginalen Erzeugungskosten der Wasserstofferzeugung in Abhängigkeit des zugrundeliegenden Strompreises deutlich stärker als die marginalen Erzeugungskosten der Dampfreformation auf Basis des Gaspreises. Da die Gaspreise jedoch nach Merit-Order-Logik entscheidend das Strompreisniveau definieren, liegen diese Erzeugungskosten für erneuerbaren Wasserstoff im Allgemeinen circa doppelt so hoch wie für grauen Wasserstoff, wobei sich durch die Berücksichtigung der regulatorischen Rahmenbedingungen durch Netzentgelte und ähnliche Abgaben zusätzliche Kostenkomponenten für erneuerbaren Wasserstoff ergeben können.

Grundsätzlich kann für eine solche Berechnung die Berücksichtigung der Eigenschaft „erneuerbarer Strom“ für erneuerbaren Wasserstoff auf verschiedene Art und Weise erfolgen. Eine

Option ist die Zugrundelegung von Börsenstrompreisen in Kombination mit Herkunftsnachweisen (Guarantees of Origin) für erneuerbaren Strom. Eine weitere Möglichkeit ist die Fiktion eines PPA für den Direktbezug von erneuerbarem Strom – in diesem Fall ist eine verzögerte Weitergabe von durchschnittlichen Preissignalen, z. B. in Form von Preisanpassungsklauseln in Abhängigkeit von durchschnittlichen Strompreisen bei der Produktion plausibel; Herkunftsnachweise sind aber nur im Falle einer Lieferung über das Stromnetz zu berücksichtigen.

Die deutsche Unternehmensberatung E-Bridge veröffentlicht zum Zwecke des Quervergleichs verschiedene Wasserstoffindizes (Abbildung 17). Diese zeigen den kurzfristigen Effekt von Preisschwankungen auf die marginalen Kosten der Wasserstofferzeugung. In diesen Kurven sind wohlgermerkt noch keine Fixkosten, also Investitionskosten enthalten, lediglich die Kosten der nächsten produzierten MWh Wasserstoff werden modelliert. Durch die erheblichen Preisschwankungen ist erneuerbarer Wasserstoff temporär günstiger als grauer Wasserstoff, in den meisten Stunden des Jahres ist jedoch die Produktion von grauem Wasserstoff kostengünstiger. Der Hydrex ist auf der Basis deutscher Großhandelspreise definiert, dieser grundsätzliche Effekt ist jedoch auch bei der Nutzung österreichischer Preise zu erwarten.

Abbildung 17: Wasserstoffindex Hydex – Verläufe marginaler Kosten für verschiedene Wasserstoffformen



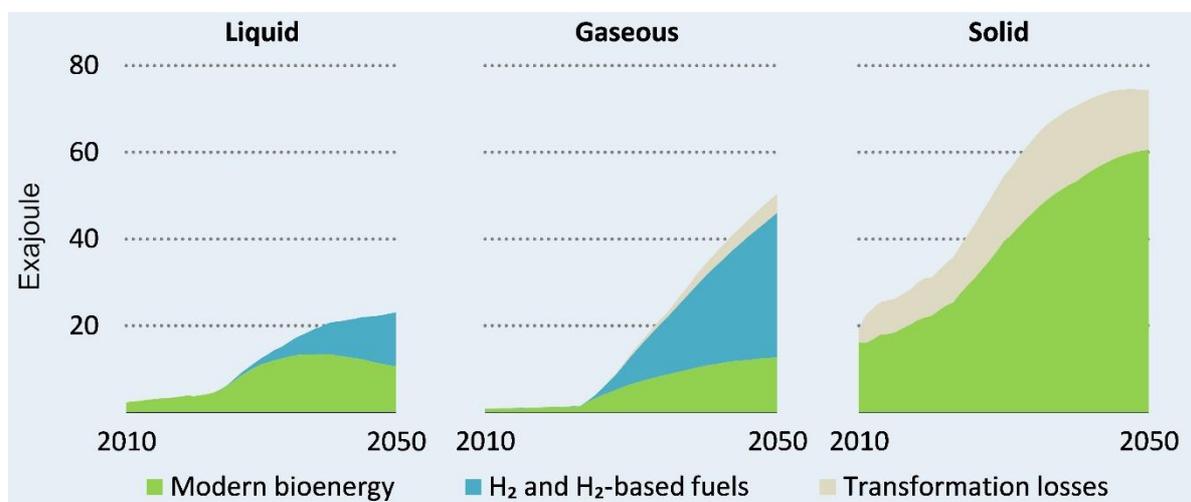
Quelle: Nach E-Bridge, 2023

Entsprechend ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Marktberichts grauer Wasserstoff für die direkte stoffliche Nutzung sowohl in der kurzfristigen als auch in der langfristigen ökonomischen einzelwirtschaftlichen Betrachtung noch als finanziell lukrativer einzuschätzen als erneuerbarer Wasserstoff – eine Tendenz, die sich durch eine dauerhafte Senkung der Strompreise durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Zukunft wahrscheinlich drehen wird. Wie eingangs erwähnt, handelt es sich bei dieser Bewertung um eine rein finanzielle Betrachtung des Status quo auf Basis aktueller Marktpreise, die für Einzelentscheidungen die maßgebliche Grundlage bilden. Diese gesamtwirtschaftliche Gesamtbewertung erneuerbarer Gase umfasst einige weitere relevante Faktoren – insbesondere die Notwendigkeit einer möglichst kosteneffizienten Dekarbonisierung des weltweiten Energiebedarfs.

Auch wurden die zugrundeliegenden Marktpreise als Einflussfaktoren nicht kritisch hinterfragt, gerade im Hinblick auf die globale Dekarbonisierung ist der Faktor einer ausreichenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung jedoch kritisch zu beleuchten. So werden für die Nutzung importierten grauen Wasserstoffs bislang noch keine CO<sub>2</sub>-Kosten schlagend, insofern im Ausgangsland kein solcher CO<sub>2</sub>-Preis existiert. Dieses Problem wird durch den im Jahr 2023 beschlossenen Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) der Europäischen Union adressiert. Die Berücksichtigung von CO<sub>2</sub> wird im Falle von Wasserstoff schon in der ersten Implementierungsphase ab 2026 verpflichtend, wodurch sich grauer Wasserstoff in naher Zukunft verteuern wird (Europäische Kommission, 2024). Mittelfristig ist hierdurch eine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Gase zu erwarten.

Insgesamt wird ein globaler Markthochlauf sowohl für Biomethan als auch für erneuerbaren Wasserstoff erwartet, auch da sich viele Akteur:innen weltweit bereits zu entsprechenden Investitionen entschieden haben und die europäische Infrastruktur zum Transport von Wasserstoff bereits heute entsteht. Die IEA erwartet in ihrem Net Zero Emissions (NZE)-Szenario (siehe Abbildung 18) einen enormen Hochlauf von Bioenergie sowie von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Brennstoffen (Hannula, 2023). Es liegt nahe, dass ein solcher Hochlauf auch mit signifikanten Lernkurveneffekten und somit einer deutlichen Verbesserung der in diesem Abschnitt genutzten Parameter für Wettbewerbsfähigkeit einhergehen wird. Die langfristige Zukunftsperspektive für erneuerbare Gase ist daher auch im Vergleich zu fossilen Brennstoffen positiv zu bewerten.

Abbildung 18: Erwartete Hochlaufkurven für Bioenergie und Wasserstoff im NZE-Szenario der IEA



Quelle: Nach Hannula, 2023

# 6 Rahmenbedingungen und Policies

Hier wird auf ausgewählte EU-Richtlinien und delegierte Rechtsakte eingegangen, welche erneuerbare und kohlenstoffarme Gase betreffen, nämlich die delegierte Verordnung mit Vorschriften für die Erzeugung von erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs (RFNBO) für den Verkehrssektor im Rahmen der Erneuerbaren-Richtlinie (RED II) und die Zertifizierung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffen im Rahmen der EU-Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase, Erdgas und Wasserstoff.

## 6.1 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2 (RED II)

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001/EU (RED II) trat im Dezember 2018 in Kraft und wurde durch die Richtlinie (EU) 2023/2413 geändert, die am 20.11.2023 in Kraft trat. Die Richtlinie legte damals ein verbindliches Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU fest. Zudem wurde in der RED II festgelegt, den Anteil an erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch im Verkehrssektor in jedem Mitgliedstaat auf mindestens 14 % zu erhöhen. Dieses Ziel kann durch Biokraftstoffe, Biogas, erneuerbaren Strom oder erneuerbare flüssige und gasförmige Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (RFNBO) erreicht werden.

Im Rahmen der Richtlinie 2018/2001 wurden delegierte Rechtsakte veröffentlicht, welche Vorschriften für die Erzeugung von RFNBO für den Verkehrssektor enthalten. Hier wird auf die delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 eingegangen, welche Vorschriften für die Feststellung, wann der zur Herstellung von RFNBO verwendete Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt, enthält. Es soll hier auch darauf hingewiesen werden, dass die Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von RFNBO für den Verkehr ab 01.01.2021 mindestens 70 % der fossilen Vergleichsgröße gegenüber (94 gCO<sub>2e</sub>/MJ) betragen müssen.

### **6.1.1 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission zur Ergänzung zu RED II**

Diese delegierte Verordnung wurde auf Basis des Artikels 27 „Berechnungsregeln in Hinblick auf Mindestanteile von erneuerbarer Energie im Verkehrssektor“ der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2018/2001/EU, RED II) erlassen. Die delegierte Verordnung trat am 10.07.2023 in Kraft. Sie enthält Vorschriften für die Feststellung, wann der zur Herstellung von RFNBO verwendete Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt, einschließlich Regeln für

- die zeitliche und geografische Korrelation zwischen der Stromerzeugungseinheit und der Kraftstoffherstellung und
- die Gewährleistung, dass der beziehungsweise die Kraftstoffhersteller:in zum Einsatz erneuerbarer Energien oder zur Finanzierung erneuerbarer Energie beiträgt (Zusätzlichkeit).

### **6.1.2 Zusätzlichkeit**

Die Bedingung der Zusätzlichkeit gemäß Artikel 4 Unterabsatz 1 gilt als erfüllt, wenn die Kraftstoffherzeuger:in

- erneuerbaren Strom erzeugen in einer Menge, die mindestens der Menge an Strom entspricht, die als vollständig erneuerbar geltend gemacht wird, oder
- wenn sie einen oder mehrere Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom in einer Menge geschlossen haben, die mindestens der Menge an Strom entspricht, die als vollständig erneuerbar geltend gemacht wird.

Folgende Kriterien müssen dabei erfüllt werden:

- Die Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wurde frühestens 36 Monate vor der Anlage zur Erzeugung von RFNBO in Betrieb genommen. Wird eine bestehende Anlage zur Erzeugung von RFNBO um zusätzliche Produktionskapazität erweitert, so wird angenommen, dass die zusätzliche Kapazität gleichzeitig mit der ursprünglichen Anlage in Betrieb genommen wurde. Die zusätzliche Kapazität muss sich aber am selben Standort befinden und die Erweiterung spätestens 36 Monate nach Inbetriebnahme der ersten Anlage erfolgen.

- Die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom hat keine Förderung in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen erhalten. Folgende Förderungen stellen eine Ausnahme von dieser Regel dar:
  - Förderungen, welche die Anlagen vor ihrem Repowering erhalten haben,
  - finanzielle Förderungen für Land oder für Netzanschlüsse,
  - Förderungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung, die RFNBO-Anlagen versorgen, die für Forschung und Demonstration genutzt werden,
  - Förderungen, die keine Nettoförderung darstellen (zum Beispiel bereits vollständig zurückgezahlt wurden).

Die Bedingung der Zusätzlichkeit gilt bis zum 1. Jänner 2038 nicht für Anlagen zur Herstellung von RFNBO, die vor dem 1. Jänner 2028 in Betrieb genommen werden.

Die beziehungsweise der Kraftstoffhersteller:in müssen Informationen vorlegen, aus denen hervorgeht, dass alle Anforderungen wie folgt erfüllt werden:

- die Strommenge, die für die Herstellung erneuerbarer flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs verwendet wird;
- die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien, die von den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, unabhängig davon, ob sie direkt an einen Elektrolyseur angeschlossen sind und ob der Strom aus erneuerbaren Energien für die Herstellung des RFNBO oder für andere Zwecke verwendet wird;
- die Mengen an erneuerbaren und nicht erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs, die vom beziehungsweise von der Kraftstoffhersteller:in erzeugt werden.

Die Bestimmungen dieser Verordnung gelten unabhängig davon, ob die flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs innerhalb oder außerhalb der EU erzeugt werden.

## **6.2 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 3 (RED III)**

Die Richtlinie (EU) 2023/2413 zur Änderung der Richtlinie 2018/2001 trat am 20.11.2023 in Kraft. Mit dieser Richtlinie wurde das verbindliche Gesamtziel der Union für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030 von 32 % auf mindestens 42,5 % angehoben. Weiters sind die Mitgliedstaaten gemeinsam bestrebt,

eine zusätzliche indikative Aufstockung von 2,5 % zu erreichen, um den Anteil der Union im Jahr 2030 auf 45 % zu erhöhen.

Die Richtlinie stärkt die Nachhaltigkeitskriterien für die energetische Nutzung von Biomasse, um das Risiko einer nicht nachhaltigen Bioenergieerzeugung zu verringern. Die Mitgliedstaaten müssen dafür sorgen, dass das Kaskadenprinzip angewandt wird, wobei der Schwerpunkt auf Förderregelungen liegt und die nationalen Besonderheiten gebührend berücksichtigt werden.

Die Genehmigungsverfahren für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien sollen beschleunigt werden. Die Mitgliedstaaten müssen Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energien einrichten, in denen die Genehmigungsverfahren für Projekte für erneuerbare Energien vereinfacht und beschleunigt werden sollen. Die Mitgliedstaaten müssen auch bis spätestens 21. Februar 2024 sicherstellen, dass bis zum Erreichen der Klimaneutralität im Genehmigungsverfahren, bei der Planung, beim Bau und beim Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie, beim Anschluss solcher Anlagen an das Netz, beim betreffenden Netz selbst sowie bei Speicheranlagen davon ausgegangen wird, dass sie im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen.

Mit der neuen Richtlinie ist es möglich, erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) unabhängig von dem Wirtschaftszweig, in dem sie verbraucht werden, als erneuerbare Energie anzurechnen. Bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien in einem Mitgliedstaat sollten erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) in dem Sektor gezählt werden, in dem sie verbraucht werden (Strom, Wärme und Kälte oder Verkehr). Um eine Doppelzählung zu vermeiden, sollte der zur Erzeugung dieser RFNBO verwendete Strom aus erneuerbaren Energien nicht gezählt werden. Außerdem könnte die tatsächlich verbrauchte Energie angerechnet werden, wobei die Energieverluste bei der Herstellung dieser Kraftstoffe berücksichtigt würden. Damit würde eine Harmonisierung der Anrechnungsregeln für diese Kraft- und Brennstoffe in der gesamten Erneuerbaren-Richtlinie (EU) 2018/2001 erzielt, unabhängig davon, ob sie auf das Gesamtziel für Energie aus erneuerbaren Quellen oder auf ein Teilziel angerechnet werden.

## 6.2.1 EE-Ziele in Bereich Wärme und Kälte

In der RED III wurde ein indikatives Ziel eines Anteils von mindestens 49 % von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch der EU im Gebäudesektor im Jahr 2030 vereinbart (Artikel 15a). Die Mitgliedstaaten können Abwärme und Kälte auf den genannten indikativen nationalen Anteil anrechnen, und zwar bis zu einer Obergrenze von 20 % dieses Anteils. Beschließen sie dies, so erhöht sich der indikative nationale Anteil um die Hälfte des Prozentsatzes der Abwärme und Kälte, der auf diesen Anteil angerechnet wird.

Um die Nutzung erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor zu fördern, erhöht jeder Mitgliedstaat den Anteil der erneuerbaren Energie in diesem Sektor jährlich um mindestens 0,8 Prozentpunkte (für den Zeitraum 2021 bis 2025) beziehungsweise 1,1 Prozentpunkte (für den Zeitraum 2026 bis 2030) gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energie im Wärme- und Kältesektor im Jahr 2020, wobei die Prozentpunkte jeweils als Jahresdurchschnitt für den Zeitraum 2021 bis 2025 beziehungsweise den Zeitraum 2026 bis 2030 ermittelt werden.

Die Mitgliedstaaten können Abwärme und Abkälte bis zu einer Obergrenze von 0,4 Prozentpunkten auf die genannten durchschnittlichen jährlichen Erhöhungen anrechnen. Entscheiden sie sich dafür, so erhöht sich die durchschnittliche jährliche Erhöhung um die Hälfte der Prozentpunkte der verbrauchten Abwärme und Abkälte bis zu einer Obergrenze von 1,0 angerechneten Prozentpunkten für den Zeitraum 2021 bis 2025 und von 1,3 angerechneten Prozentpunkten für den Zeitraum 2026 bis 2030.

Die für alle Mitgliedstaaten geltende, verbindliche durchschnittliche jährliche Mindeststeigerung von 0,8 % pro Jahr zwischen 2021 und 2025 und von 1,1 % pro Jahr zwischen 2026 und 2030 im Wärme- und Kältebereich wird durch zusätzliche indikative Steigerungsraten ergänzt, die speziell für jeden Mitgliedstaat berechnet werden, um eine durchschnittliche jährliche Steigerung von 1,8 % pro Jahr auf EU Ebene zu erreichen. Für Österreich betragen diese Aufstockungen 1 % pro Jahr für den Zeitraum 2021 bis 2025 und 0,7 % für den Zeitraum 2026 bis 2030.

Diese spezifischen, zusätzlichen indikativen jährlichen Steigerungsraten zielen darauf ab, die zusätzlichen Anstrengungen auf der Grundlage des Bruttoinlandsprodukts und der Kosteneffizienz auf die Mitgliedstaaten zu verteilen und ihnen eine Orientierungshilfe dafür zu geben, welche jährliche Steigerungsrate in Wärme- und Kältesektor ausreichend sein könnte.

## 6.2.2 EE-Ziele im Verkehrssektor

Im Verkehrsbereich schreibt die Richtlinie ambitionierte Ziele für Inverkehrbringer:innen von Treibstoffen vor. Die RED III definiert eine:n Kraftstoffanbieter:in als eine Rechtsperson, die für die Abgabe von Kraftstoff an einer Verbrauchsteuerstelle zuständig ist. Bis 2030 sollen mindestens 29 % der verkauften Treibstoffe aus erneuerbaren Quellen stammen. Alternativ können sich Mitgliedstaaten auch dazu entscheiden, die Inverkehrbringer:innen von Kraftstoffen dazu zu verpflichten, die Treibhausgasintensität um mindestens 14,5 % zu reduzieren.

Der kombinierte Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A der RED II aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, und von RFNBO wie Wasserstoff beziehungsweise E-Fuels am Bruttoendenergieverbrauch des Verkehrssektors soll im Jahr 2025 mindestens 1 % und im Jahr 2030 mindestens 5,5 % betragen. Hierbei ist Artikel 27 Abs. 2 lit. c zu beachten: „Der Anteil von Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, und erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs wird mit dem Doppelten ihres Energiegehalts veranschlagt.“ Folglich sind 2025 0,5 % und 2030 2,75 % tatsächlich zu erreichen. Im Jahr 2030 soll ein Anteil von mindestens 1 Prozentpunkt auf RFNBO entfallen. Die Mitgliedstaaten werden zudem ermutigt, differenzierte Ziele für fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas sowie für RFNBO auf nationaler Ebene festzulegen.

Bei der Berechnung der Ziele und Anteile im Verkehrssektor berücksichtigen die Mitgliedstaaten RFNBO auch dann, wenn sie als Zwischenprodukte für die Herstellung von konventionellen Kraftstoffen oder Biokraftstoffen verwendet werden, sofern bei Letzteren die durch die Verwendung von RFNBO erzielte Verringerung der THG-Emissionen bei der Berechnung der THG-Emissionseinsparungen der Biokraftstoffe nicht berücksichtigt wird. Außerdem kann bei der Berechnung Biogas berücksichtigt werden, das in die nationale Gasübertragungs- und verteilungsnetze eingespeist wird.

Bei der Ausgestaltung der Verpflichtung für die Inverkehrbringer:innen können die Mitgliedstaaten

- Kraftstofflieferant:innen, die Strom oder RFNBO liefern, von der Verpflichtung ausnehmen, den Mindestanteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, einzuhalten;
- die Verpflichtung durch Maßnahmen festlegen, die auf Mengen, Energiegehalt oder THG-Emissionen abzielen;
- zwischen verschiedenen Energieträgern unterscheiden;
- zwischen dem Seeverkehrssektor und anderen Sektoren unterscheiden.

### **6.2.3 EE-Ziele im Industriesektor**

Gemäß RED III soll der Erneuerbaren-Anteil an den für Endenergie und nicht energetische Zwecke im Industriesektor verwendeten Energiequellen um einen Richtwert von mindestens 1,6 % pro Jahr im Jahresdurchschnitt für die Zeiträume 2021 bis 2025 und 2026 bis 2030 erhöht werden.

Die Mitgliedstaaten können Abwärme und Abkälte bis zu einer Obergrenze von 0,4 Prozentpunkten pro Jahr auf die durchschnittlichen jährlichen Erhöhungen anrechnen, sofern die Abwärme und Abkälte aus effizienten Fernwärme- und Fernkältenetzen geliefert werden, mit Ausnahme von Netzen, die nur ein Gebäude mit Wärme versorgen oder bei denen die gesamte Wärme nur vor Ort verbraucht und nicht verkauft wird. Beschließen sie dies, so erhöht sich der durchschnittliche jährliche Anstieg um die Hälfte der gezählten Abwärme- und Abkälteprozentpunkte.

RFNBO können für energetische Zwecke, aber auch für nicht energetische Zwecke als Ausgangsmaterial oder Rohstoff in der Industrie (z. B. in der Stahlindustrie oder der chemischen Industrie) verwendet werden. Die Verwendung von RFNBO für beide Zwecke nutzt ihr Potenzial, um fossile Kraftstoffe als Ausgangsmaterial zu ersetzen und THG-Emissionen in industriellen Prozessen zu verringern. Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass der Anteil der RFNBO mindestens 42 % (bis 2030) und 60 % (bis 2035) des für Endenergie und nicht energetische Zwecke in der Industrie verwendeten Wasserstoffs beträgt.

Für die Berechnung des RFNBO-Ziels in der Industrie gelten gemäß Artikel 22a folgende Regeln:

- Für die Berechnung des Nenners wird der Energiegehalt von Wasserstoff für energetische und nicht energetische Zwecke verwendet, wobei Folgendes nicht berücksichtigt wird:
  - Wasserstoff, der als Zwischenprodukt für die Herstellung von konventionellen Kraftstoffen und Biokraftstoffen verwendet wird
  - Wasserstoff, der durch Dekarbonisierung von industriellen Restgasen erzeugt wird und dazu dient, die spezifischen Gase, aus denen er erzeugt wird, zu ersetzen (z. B. industrielle Restgase der Raffinerien oder solche, die bei der Stahlerzeugung entstehen, die derzeit als Brennstoff verwendet werden)
  - Wasserstoff, der als Nebenprodukt oder aus Nebenprodukten in Industrieanlagen erzeugt wird
- Für die Berechnung des Zählers wird der Energiegehalt der RFNBO, die im Industriesektor für Endenergie und nicht energetische Zwecke verbraucht werden, berücksichtigt, wobei RFNBO, die als Zwischenprodukte für die Herstellung von konventionellen Kraftstoffen und Biokraftstoffen verwendet werden, nicht berücksichtigt werden.
- Für die Berechnung des Zählers und des Nenners werden die Werte für den Energiegehalt von Kraftstoffen in Anhang III (RED III) verwendet.

Die Mitgliedstaaten sollten in der Lage sein, die Zielvorgabe für die Nutzung von RFNBO im Industriesektor zu senken, sofern sie einen begrenzten Anteil an Wasserstoff oder seinen Derivaten verbrauchen, die aus fossilen Kraftstoffen hergestellt werden, und sofern sie auf dem Weg zu ihrem erwarteten nationalen Beitrag für erneuerbare Energien gemäß der Governance-Verordnung sind. Ein Mitgliedstaat kann gemäß Artikel 22b den Beitrag von RFNBO, die für energetische und nicht energetische Endverwendungszwecke verwendet werden, um 20 % im Jahr 2030 verringern, wenn:

- dieser Mitgliedstaat auf Kurs zu seinem nationalen Beitrag zum verbindlichen Gesamtziel der Union ist; der mindestens dem erwarteten nationalen Beitrag gemäß der in Anhang II der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Formel entspricht und
- der Anteil des Wasserstoffs oder seiner Derivate aus fossilen Brennstoffen, der in dem betreffenden Mitgliedstaat verbraucht wird, nicht mehr als 23 % im Jahr 2030 und 20 % im Jahr 2035 beträgt.

Nationale Maßnahmen zur Förderung des Einsatzes von RFNBO in den schwer zu elektrifizierenden Industriesektoren sollten nicht zu einem Nettoanstieg der Umweltverschmutzung aufgrund einer erhöhten Nachfrage nach Stromerzeugung führen, die durch fossile Brennstoffe wie Öl und Kohlegase gedeckt wird. Die Richtlinie erkennt an, dass der Ersatz von Wasserstoff, der bei der Dampfreformierung von Methan erzeugt wird, für bestimmte bestehende integrierte Ammoniakproduktionsanlagen besondere Herausforderungen mit sich bringen könnte. Das würde die Nachrüstung dieser Produktionsanlagen erfordern. Aus diesem Grund sollte bei der Berechnung des Nenners des Beitrags von RFNBO, die für Endenergie und nicht energetische Zwecke in der Industrie verwendet werden, Wasserstoff, der in nachgerüsteten Produktionsanlagen durch Methan-Dampfreformierung hergestellt wird, nicht berücksichtigt werden, solange folgende Bedingungen erfüllt werden:

- Eine Entscheidung der Kommission über die Gewährung eines Zuschusses aus dem Innovationsfonds wurde vor dem Inkrafttreten dieser Richtlinie veröffentlicht.
- Die Anlagen erzielen eine durchschnittliche jährliche THG-Minderung von mindestens 70 %.

### 6.3 Gasmarktpaket

Die EU-Kommission hat am 15. Dezember 2021 ihr Gasmarktpaket (Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package) vorgestellt. Die Vorschläge der Kommission setzen einen Rahmen für den schrittweisen Ausstieg aus fossilem Gas. Der EU-Rat hat die allgemeine Ausrichtung (general approach) für die Verhandlungen mit dem Europäischen Parlament am 28. März 2023 veröffentlicht. Die Verhandlungen über das Dossier (Trilog-Prozess) konnten am 08. Dezember 2023 abgeschlossen werden.

Das Gasmarktpaket beinhaltet folgende Teile:

- Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase, Erdgas und Wasserstoff (Neufassung, inklusive Anhang)
- Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Binnenmarkt für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff (Neufassung, inklusive Anhang)
- Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor

Die Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase, Erdgas und Wasserstoff legt Vorschriften für den Transport, die Versorgung und die Speicherung von Wasserstoff im Rahmen des Wasserstoffsystems fest. Sie zielt darauf ab, die Integration von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen in das Energiesystem zu erleichtern. In Artikel 8 der Richtlinie wird die Zertifizierung von kohlenstoffarmen Kraftstoffen geregelt.

Erneuerbares Gas und kohlenstoffarmer Wasserstoff werden wie folgt definiert:

- Erneuerbares Gas: Biogas im Sinne von Artikel 2 § 28 der Richtlinie (EU) 2018/2001, einschließlich Biomethan, und erneuerbare gasförmige Kraftstoffe, die Bestandteil von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs (RFNBO) sind, im Sinne von Artikel 2§36 RED II
- Kohlenstoffarmer Wasserstoff: Wasserstoff, dessen Energiegehalt aus nicht erneuerbaren Quellen stammt und der den Schwellenwert für die Verringerung der THG-Emissionen von 70 % gegenüber der in Anhang V der RED II festgelegten fossilen Vergleichsgröße EF(t) einhält

Für die Zwecke der Berechnung beträgt die fossile Vergleichsgröße EF(t) 94 g CO<sub>2e</sub>/MJ.

Die Richtlinie regelt unter anderem den Zugang zur Wasserstoffinfrastruktur:

- Die Mitgliedstaaten gewährleisten die Einführung eines Systems für den geregelten Netzzugang Dritter zu Wasserstoffnetzen auf der Grundlage veröffentlichter Tarife, das objektiv und ohne Diskriminierung von Wasserstoffnetzbenutzer:innen angewandt wird.
- Die Mitgliedstaaten gewährleisten die Einführung eines Systems für den geregelten Netzzugang Dritter zu Wasserstoff-Terminals.
- Die Mitgliedstaaten gewährleisten die Einführung eines Systems für den geregelten Zugang Dritter zu Wasserstoffspeichern.

Erneuerbare und kohlenstoffarme Kraftstoffe müssen die Nachhaltigkeits- und THG-Einsparungskriterien gemäß Artikel 29a der RED III erfüllen. Die Einhaltung dieser Kriterien wird gemäß Artikel 30 der RED II nachgewiesen (Verwendung eines Massenbilanzierungssystems). Die Zertifizierung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffen soll über ein Massenbilanzsystem auf Lebenszyklusbasis erfolgen, so wie es die RED II für Biokraftstoffe, flüssige Brennstoffe und Biomassebrennstoffe vorsieht.

Das Massenbilanzierungssystem „dient als Verfahren, mit dem eine Verbindung zwischen Angaben oder Behauptungen mit Bezug auf Rohstoffe oder Zwischenprodukte beziehungsweise Endprodukte hergestellt werden kann“.

Die THG-Einsparungen durch die Verwendung von kohlenstoffarmen Kraftstoffen und kohlenstoffarmem Wasserstoff müssen mindestens 70 % gegenüber der in Anhang V der RED III festgelegten fossilen Vergleichsgröße EF(t) (94 g CO<sub>2e</sub>/MJ) einhalten. Zu den kohlenstoffarmen Kraftstoffen zählen auch die wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe. Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass Wirtschaftsakteur:innen verlässliche Informationen über die Einhaltung des festgelegten Schwellenwerts (70 %) vorlegen.

## **6.4 REPowerEU und Biomethane Industrial Partnership**

Durch den Krieg in der Ukraine kam es 2022 zu Verwerfungen auf den europäischen und globalen Energiemärkten. Als Reaktion darauf wurde im Mai 2022 von der EU-Kommission der REPowerEU-Plan ins Leben gerufen. In dessen Rahmen schlug die Kommission vor, die Produktion von nachhaltig erzeugtem Biomethan zu forcieren. Als Maßnahme hierfür wurde am 28.09.2022 die Biomethane Industrial Partnership (BIP) gegründet, um die Produktion von Biomethan in den Mitgliedstaaten zu steigern.

Alle EU-Staaten müssen darüber hinaus mittels Nationaler Energie- und Klimapläne (NEKP) ihren Weg zur Erreichung ihrer EU-Energie- und Klimaziele nachweisen. Eine aktuelle Auswertung der nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten hat ergeben, dass 21 EU-Staaten Maßnahmen im Zusammenhang mit der Förderung von Biogas beziehungsweise Biomethan gemeldet haben. Etwa ein Drittel der EU-Mitgliedstaaten nannte Maßnahmen zur Förderung von Biomethan im Verkehrssektor, hauptsächlich in Form von Beimischungsverpflichtungen. Auch die Forcierung der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz wurde von sieben Mitgliedstaaten als Maßnahme genannt (EU-KOM, 2023).

Anhand des Bruttoinlandsprodukts (BIP) werden von der EU-Kommission unter anderem Länderübersichten erstellt, welche auch Kernaussagen zu Biomethanproduktion und Potenzialen in den Mitgliedstaaten umfassen. Die Kommission empfiehlt hier für Österreich unter anderem Förderprogramme für die Agrar- und Lebensmittelindustrie zur Unterstützung der Biomethanproduktion inklusive der Nutzung von Biomethan und biogenem CO<sub>2</sub>.

Zudem werden die Kopplung der Biomethanproduktion mit industriellen Abwasserbehandlungsanlagen empfohlen und die Biomethanverwendung in der Industrie (ETS-Sektor) sowie der Einsatz bei schweren Nutzfahrzeugen thematisiert. Bei der Einspeisung wird das gut ausgebaute Gasnetz als Vorteil gesehen. Zudem wird erwähnt, dass die Gasreinigung und Einspeisung zentral in einer Anlage erfolgen könnten, welche von mehreren Biogasanlagen versorgt wird.

## 6.5 Nationale Rahmenbedingungen

Das relevante Gesetz für den Markthochlauf erneuerbarer Gase ist das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) idgF., welches das Ziel definiert, den Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen. Auch das Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) idgF. ist von Relevanz, da es unter anderem zum Ziel hat, den Anteil erneuerbarer Gase in den österreichischen Gasnetzen kontinuierlich anzuheben beziehungsweise die Nutzung von erneuerbarem Gas stetig voranzutreiben. In den Begriffsbestimmungen des GWG werden erneuerbare Gase definiert, die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen soll durch eine langfristige und integrierte Planung ermöglicht werden. Wichtige Regelungen des GWG für den Markthochlauf umfassen den § 75, der Netzzutrittsentgelte regelt, sowie § 130 zur Ausweisung der Herkunft von (erneuerbaren) Gasen.

Im dritten Teil des EAG ist als wichtiges Instrument des Markthochlaufs festgehalten, dass Investitionszuschüsse für die Errichtung oder Umrüstung von Anlagen (§ 59), für die Umrüstung von bestehenden Biogasanlagen (§ 60), für zu errichtende Anlagen (§ 61) sowie für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas (§ 62) vorgesehen sind. Die Gewährung von Investitionszuschüssen ist per Verordnungsermächtigung (§ 63) geregelt. Der Entwurf zur EAG-Investitionszuschüsseverordnung Gas war im März 2023 in Begutachtung und ist seitdem in politischer Koordinierung. Eine Investitionszuschüsseverordnung zur Neuerrichtung von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas ist derzeit (Stand Dezember 2023) ebenfalls in politischer Abstimmung. Das für den Markthochlauf entscheidende (siehe Marktumfeld, Kapitel 0) Vorhaben zur Einführung einer Versorgerverpflichtung für Gas aus erneuerbaren Quellen (EGG) war im März 2023 in Begutachtung, wurde am 21.02.2024 im Ministerrat beschlossen und befindet sich seither in parlamentarischer Verhandlung. Die Regierungsvorlage zum EGG sieht vor, dass Versorger:innen, welche Endverbraucher:innen in Österreich entgeltlich beliefern, eine definierte Quote an erneuerbaren Gasen zu erfüllen haben. Im Jahr 2030 sollen mindestens 7,5 TWh der von Versorgern an Endverbraucher:innen verkauften Gasmengen

durch erneuerbare Gase ersetzt werden. Werden die jährlichen Quoten nicht erfüllt, ist ein Ausgleichsbetrag zu entrichten. Für den Beschluss des Gesetzes ist aufgrund der enthaltenen Verfassungsbestimmungen eine Zweidrittelmehrheit im Nationalrat notwendig.

## **6.6 Sektorübergreifende Szenarien**

Die Servicestelle Erneuerbare Gase (SEG) entwickelt in regelmäßigen Abständen Szenarien, um Marktprognosen für erneuerbare Gase zu unterstützen und weiterführende Analysen der Bereiche im Kontext der Gasnutzung durchzuführen. Die Erstellung dieser Szenarien hat das Ziel, die unter derzeitigen Bedingungen möglichen Beiträge von erneuerbaren Gasen zur Deckung des Energiebedarfs im Kontext des gesamten Energiesystems, unter Berücksichtigung aller derzeit und zukünftig möglichen Anwendungen erneuerbarer Gase, zu ermitteln. Diese Beiträge werden den Zielen des Entwurfs des EGG gegenübergestellt und stellen damit sowohl die Erreichung von energie- und klimapolitischen Zielen als auch die Marktpotenziale erneuerbarer Gase dar.

Wesentliche Aspekte dieser Szenarien sind die explizite und detaillierte Abbildung von Aufbringungs- und Nutzungsketten erneuerbarer Gase sowie die regelmäßige und vergleichbare Aktualisierung zur Berücksichtigung von aktuellen statistischen Daten und von Technologie- und Marktentwicklungen.

### **6.6.1 Bestehende Szenarien, Studien und Roadmaps**

In den Studien, die mittels Szenarien die Quantifizierung des zukünftigen Energieverbrauchs und der dazu erforderlichen Aufbringung durchführen, wurden in den letzten Jahren auch verschiedene Aspekte erneuerbarer Gase berücksichtigt.

Dementsprechend unterscheiden sich diese Studien oftmals, zum Beispiel im Ausmaß der Abdeckung des Energiesystems, in den Arten der berücksichtigten erneuerbaren Gase oder in der technologischen Detailtiefe von Aufbringungs-, Umwandlungs- und Nutzungsprozessen. Nicht zuletzt sind weitere, für die Unterstützung von Marktprognosen wesentliche Unterschiede der von den Szenarien abgedeckte Betrachtungszeitraum sowie die Intervalle von regelmäßigen Aktualisierungen und Überarbeitungen.

Tabelle 11 gibt einen Überblick über ausgewählte Studien, die in den letzten Jahren für Österreich erstellt wurden und die für erneuerbare Gase relevante Aspekte und Bereiche des österreichischen Energiesystems abdecken. Im Anschluss werden die wesentlichen Studien der letzten Zeit kurz beschrieben und hinsichtlich der Darstellung erneuerbarer Gase eingeordnet. Die Studien wurden verwendet, um die SEG-Szenarien zu erstellen und deren Ergebnisse besser einordnen zu können.

Tabelle 11: Ausgewählte Szenarien, Studien und Roadmaps

<b>Titel (Kurztitel)</b>	<b>Jahr</b>	<b>Autor</b>	<b>Referenz</b>
Energie- und Treibhausgasszenarien 2023 (MonMech 2023)	2023	UBA	UBA, 2023
Entwurf zum nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich - Periode 2021-2030 (NEKP 2023)	2023	BMK	BMK, 2023
Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan - (ÖNIP 2024)	2024	BMK	BMK, 2024
Wasserstoffstrategie für Österreich (Wasserstoffstrategie 2021)	2021b	BMK	BMK, 2021
Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich (ONE100)	2023	AGGM	AGGM, 2023
Perspektiven der Sektorkopplung in Form von P2G für Österreich bis 2030/2040 aus energiewirtschaftlicher Sicht (P2G Österreich)	2021	EEG TU Wien	TU Wien, 2021
Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien (Stromzukunft Österreich)	2017	EEG TU Wien	TU Wien, 2017
Pathways to a Zero Carbon Transport Sector (Zero Carbon Transport)	2020	UBA	UBA, 2020
Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich (Mobilitätsmasterplan 2021)	2021a	BMK	BMK, 2021
Pathway to Industrial Decarbonisation – Scenarios for the Development of the Industrial Sector in Austria (NEFI 2022)	2022	AIT/MUL	AIT/MUL, 2022
Erneuerbares Gas in Österreich 2040	2021	AEA/EVT/EIJKU	AEA, EVT, EIJKU, 2021

Titel (Kurztitel)	Jahr	Autor	Referenz
Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich	2023	Frontier Economics/TU Wien	Frontier Economics, TU Wien, 2023
OIB Richtlinie 6 – Energieeinsparung und Wärmeschutz – Langfristige Renovierungsstrategie OIB-330.6-022/19-093 (OIB 6)	2020	OIB	OIB, 2022

## 6.6.2 „Energie- und Treibhausgasszenarien 2023“ (MonMech 2023)

Das Umweltbundesamt erstellt im Auftrag des BMK in regelmäßigen Intervallen Szenarien, die als Grundlage zur Erfüllung der EU-Berichtspflicht im Rahmen der Governance-Verordnung (VO (EU) 2018/1999) herangezogen werden. Darüber hinaus dienen diese Szenarien auch als Input für Diskussionen und politische Entscheidungsfindungen zur Umsetzung von gesetzlichen Grundlagen zur Erreichung von energie- und klimapolitischen Zielen Österreichs und der EU (UBA, 2023).

Aufgrund der Regelmäßigkeit der Durchführung, der umfassenden Abdeckung des Energiesystems und nicht zuletzt durch die Verwendung für offizielle österreichische Berichtspflichten sind diese Szenarien die wichtigste Datenbasis für verschiedenste energiepolitische Planungs- und Diskussionsprozesse in Österreich. Sie werden in einem Intervall von zwei Jahren erstellt und bilden die Entwicklung aller Sektoren des österreichischen Energiesystems im Zeitraum bis 2050 ab. Die Mengen von Erzeugung und Aufbringung werden dafür für die Jahre 2021, 2030, 2040 und 2050 angegeben. Die beiden wesentlichen Szenarien dieser Studie sind das Szenario „with existing measures (WEM)“ und das Szenario „with additional measures (WAM)“, in denen die Wirkung von bereits bestehenden (WEM) sowie geplanten gesetzlichen Maßnahmen (WAM) abgebildet wird. Darüber hinaus wird in einem zusätzlichen Szenario („Transition“) dargestellt, wie sich die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele gestalten lässt, um so den dafür erforderlichen Handlungsbedarf zu zeigen.

Die Mengen des Verbrauchs an erneuerbaren Gasen werden getrennt für Wasserstoff und Biomethan für die Sektoren Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Industrie sowie für die Strom- und Fernwärmeerzeugung angegeben. Für die Erzeugung wird zwischen heimischer Aufbringung und Importen unterschieden. Für die Berechnung der Energiemengen wird ein Modellverbund aus sektoralen Teilmodellen sowie ein Volkswirtschaftsmodell unter Koordination des Umweltbundesamtes eingesetzt.

Die Ergebnisse der Studie werden auch für weitere offizielle Roadmaps verwendet. Die beiden wichtigsten sind dabei die Entwürfe für den Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) (BMK, 2023a) sowie den Integrierten Österreichischen Netzinfrastrukturplan (NIP) (BMK, 2023b). Der NEKP 2023 basiert auf den Szenarien WEM und WAM. Er behandelt die Rollen von Biomethan und Wasserstoff, mit Fokus auf die Policy-Aspekte. Der NIP 2023 basiert auf dem Szenario Transition, mit Ergänzungen aus anderen Studien, und zeigt für die Jahre 2030 und 2040 Erzeugungsmengen, Verbrauch und erforderliche Transportbedarfe.

### **6.6.3 „Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich“ (ONE100)**

Unter der Führung der AGGM (Austrian Gas Grid Management AG) wurde mit Unterstützung eines Beratungsunternehmens im Rahmen des Projekts „ONE<sup>100</sup> – Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100 % dekarbonisiert“ ein Szenario für die vollständige Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems entwickelt. Unter der Annahme der Klimaneutralität wurde ermittelt, wie der gegenwärtige Energiebedarf durch eine Kombination von dekarbonisierten Erzeugungspotenzialen gedeckt werden kann.

Dabei wurde das gesamte Energiesystem mit allen Sektoren von der Aufbringung bis zur Nachfrage berücksichtigt. Die existierende technologische Infrastruktur für Erzeugung, Umwandlung, Transport und Nutzung wurde dabei vernachlässigt, um keine Technologien zu bevorzugen (Greenfield-Ansatz). Die Ergebnisse wurden für ein exemplarisches Jahr dargestellt. Die Rolle von erneuerbaren Gasen in diesem Szenario für Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff wurde unter Berücksichtigung der Größe der jeweiligen Erzeugungspotenziale ermittelt.

### **6.6.4 „Wasserstoffstrategie für Österreich“ (Wasserstoffstrategie 2021)**

Die „Wasserstoffstrategie für Österreich“ wurde von BMK und BMAW (BMK, 2021b) verabschiedet. Sie unterstützt maßgeblich den Aufbau einer innovativen Wasserstoffwirtschaft zur Erreichung der Klimaneutralität. Die in der Strategie verwendeten Zahlen zur Verwendung und Aufbringung von Wasserstoff basieren auf einer Zusammenstellung aus verschiedenen Einzelstudien und stellen ein Zielbild dar. Obgleich der Fokus dieser Strategie auf der Nutzung und Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff liegt, wird auch Biomethan als erneuerbares Gas und Alternative zu Wasserstoff in manchen Nutzungsbereichen mitberücksichtigt.

### **6.6.5 Erneuerbares Gas in Österreich 2040**

Im Jahr 2021 wurde die Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (AEA, EVT, EJKU, 2021) vorgestellt, in der eine quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot für erneuerbares Gas durchgeführt wurde. Die Studie umfasst zwei Szenarien, welche den Bedarf an gasförmigen Energieträgern der technisch nicht elektrifizierbaren Sektoren in unterschiedlichen Entwicklungspfaden untersuchen. Zusätzlich wird das heimische Potential zur Bereitstellung von erneuerbarem Methan aus biogenen Rohstoffen in Österreich 2040 quantifiziert. Je nach Szenario schwankt die Gasnachfrage zwischen 89 und 138 TWh im Jahr 2040. Das Angebot an erneuerbarem Methan aus Reststoffen wird mit 20 TWh angegeben, wobei etwa die Hälfte aus anaerober Vergärung stammt. Vor diesem Hintergrund ist das in der Regierungsvorlage des EGG definierte Ziel von 7,5 TWh erneuerbares Gas bis 2030 als realistisch einzustufen.

### **6.6.6 Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich**

In der Studie von Frontier Economics und der TU Wien – Energy Economics Group (2023) wurde die künftige Rolle der Gasinfrastruktur bis zum Jahr 2040 analysiert. Anhand von vier möglichen Szenarien wurde aufgezeigt, wie ein nachhaltiger Beitrag von erneuerbaren Gasen zur Sicherung der Energieversorgung im Wärme-, Strom- sowie im Industrie- beziehungsweise Gewerbesektor in Zukunft aussehen kann. Die Szenarien zeigen eine nationale Biomethanherzeugung von 4 bis 5 TWh im Jahr 2030. Im Jahr 2040 liegt die Biomethanherzeugung in allen vier Szenarien deutlich darüber.

### **6.6.7 Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (ÖNIP)**

Als übergeordnetem, strategischem Planungsinstrument kommt dem integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) eine große Bedeutung zum zielgerichteten Aus- und Umbau einer klug verschränkten Energieinfrastruktur zu. Mit dem ÖNIP legte das BMK eine Planungsgrundlage für wichtige Infrastrukturentscheidungen für 2030 auf dem Weg zu einem versorgungssicheren, klimaneutralen Energiesystem 2040 vor. Die verschränkte Betrachtung der höherrangigen Energieübertragung für Strom, Gas und Wasserstoff erlaubt es, den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung bestmöglich mit der Netzentwicklung, mit Speichern und Flexibilitätsoptionen zu koordinieren. Im ÖNIP wurde ein Szenario zugrunde gelegt, in dem Biomethan und Wasserstoff bis 2040

fossiles Erdgas als Energieträger vollständig ersetzen. Das Erzeugungspotenzial für Biomethan wird mit 6,8 TWh im Jahr 2030 und 10,7 TWh im Jahr 2040 angegeben. Das Ziel der Regierungsvorlage des EGG von 7,5 TWh bis 2030 umfasst alle erneuerbaren Gase sowie rezyklierte Gase. Vor dem Hintergrund der ÖNIP-Potenziale für Biomethan (und Wasserstoff) ist dieses Ziel als realistisch zu bewerten.

### 6.6.8 Weitere Studien

Einige der Studien in Tabelle 11 können aufgrund verschiedener Aspekte die Marktprognosen für erneuerbare Gase nur sektoral und nicht im Kontext des Gesamtenergiesystems unterstützen. Diese Studien werden im Folgenden nur kurz beschrieben.

- „Perspektiven der Sektorkopplung in Form von P2G für Österreich bis 2030/2040 aus energiewirtschaftlicher Sicht“ (TU Wien, 2021) fokussiert auf den Stromsektor und zeigt den möglichen Beitrag von Elektrolyse und Wasserstoff als Flexibilität im Stromsystem auf. Der mögliche Beitrag von Biomethan wird dabei als Vorgabe berücksichtigt.
- „Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien“ (TU Wien, 2017) konzentriert sich ebenfalls auf den Stromsektor und berücksichtigt Wasserstoff nur als Flexibilitätsoption.
- „Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“ (UBA, 2020) zeigt die Mengen verschiedener Energieträger, die in einem vollständig dekarbonisierten Verkehrssektor benötigt werden. Wasserstoff wird hier direkt als Energieträger für Fahrzeuge mit Brennstoffzellen sowie indirekt als synthetisch strombasierter Kraftstoff berücksichtigt.
- Im „Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich“ (BMK, 2021a) werden Ziele für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors dargelegt. Die damit verbundenen Energiemengen wurden aus (UBA, 2020) entnommen.
- Im Rahmen der „Vorzeigeregion Energie“ des Klima- und Energiefonds wurden Szenarien zur Dekarbonisierung des Industriesektors aufgezeigt (AIT/MUL, 2022). Diese Szenarien stellen die Entwicklung des Bedarfs an erneuerbaren Gasen dar.
- Die „OIB Richtlinie 6 – Energieeinsparung und Wärmeschutz – Langfristige Renovierungsstrategie OIB-330.6-022/19-093“ (OIB, 2022) zeigt in mehreren Szenarien den erwarteten Energiebedarf von Gebäuden auf.

## 6.6.9 Zusammenfassung

Der Überblick über die bestehenden Szenarien zeigt, dass erneuerbare Gase in den wichtigsten Studien als maßgeblicher Bausteine am Weg zu einem klimaneutralen Österreich berücksichtigt werden. Für die meisten dieser Studien ist keine regelmäßige Aktualisierung geplant. Diese Studien können daher für grobe Abschätzungen über mögliche Aufbringungs- und Nutzungspotentiale für erneuerbare Gase herangezogen werden, sind jedoch für regelmäßig zu aktualisierende Marktprognosen nur eingeschränkt geeignet. Darüber hinaus stellen die meisten betrachteten Studien ein gewünschtes Zukunftsbild für erneuerbare Gase im Energiesystem oder in einzelnen Sektoren dar. Die Szenarien in „Energie- und Treibhausgasszenarien 2023“ können aus methodischen Aspekten wie auch aufgrund der regelmäßigen Aktualisierung am ehesten die Erstellung von Marktprognosen unterstützen. Einschränkungen ergeben sich aus dem langen Aktualisierungsintervall von zwei Jahren sowie der eingeschränkten Dokumentation von Annahmen und Ergebnissen zu technischen und ökonomischen Aspekten erneuerbarer Gase.

## 6.7 Szenarien der SEG

Die Erstellung von Marktprognosen wird durch die Entwicklung von sektorübergreifenden Szenarien unterstützt. Diese Szenarien bilden die Aufbringungs- wie auch die Nutzungspotentiale von erneuerbaren Gasen eingebettet in das österreichische Gesamtenergiesystem ab. Sie werden in regelmäßigen Zeitabständen aktualisiert, um so sowohl aktuelle statistische Daten und Studien als auch geänderte gesetzliche Rahmenbedingungen zu zeigen und damit den größtmöglichen Nutzen für die Erstellung von Marktprognosen zu bieten.

Grundsätzlich werden zur Aufbringung und Nutzung von erneuerbaren Gasen zwei Szenarien entwickelt, in denen die derzeitige Entwicklung der Zielerreichung des Entwurfs des EGG gegenübergestellt wird. Darüber hinaus werden ausgewählte Annahmen zu Aspekten von Nutzung und Aufbringung variiert, um so den Einfluss dieser Aspekte auf das Gesamtergebnis darzustellen.

### 6.7.1 Referenzszenario

Im Referenzszenario wird die Entwicklung des österreichischen Energiesystems unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen dargestellt und entspricht dabei weitgehend

dem Szenario WEM in MonMech 2023 (UBA, 2023). Dabei werden z. B. die Ausbauziele des EAG als Minimum erreicht, weite Teile des Straßenverkehrs elektrifiziert sowie die Transformation der Stahlerzeugung entsprechend den bisherigen Plänen umgesetzt. Weitere grundsätzliche Annahmen für das Referenzszenario werden ebenfalls – sofern möglich – aus dem Szenario WEM übernommen beziehungsweise an dieses angepasst, um eine größtmögliche Vergleichbarkeit zu erreichen.

Die Annahmen zur Aufbringung von erneuerbaren Gasen werden dabei separat für Biomethan und Wasserstoff getroffen. Die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz erfolgt durch die bereits in Betrieb befindlichen Anlagen und wird durch die bekannten geplanten Kapazitätserweiterungen erhöht. Die Entwicklung der Elektrolysekapazitäten zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom folgt ebenfalls den bekannten Ausbauplänen. Der Verbrauch von Biomethan im Gasnetz wird aliquot allen gasverbrauchenden Sektoren zugeordnet. Die Nutzung von Wasserstoff wird nach den Plänen der Anlagenbetreiber:innen den entsprechenden Nutzungssektoren zugeordnet, ansonsten aliquot für den Sektor Industrie.

### **6.7.2 Zielerreichungsszenario**

Im Zielerreichungsszenario wird angenommen, dass die im EGG gesetzten Ziele zu Erzeugung und Verbrauch von erneuerbaren Gasen zu den jeweiligen zeitlichen Meilensteinen erreicht werden. Diese Ziele sind:

- 2024 bis 2030: Substitution der an Endverbraucher:innen abgegebenen Gasmengen (im Ausmaß der im Gesetz vorgegebenen Anteile im Jahr des Gasverbrauchs)
- 2030: Substitution von mindestens 7,5 TWh des Gasverbrauchs durch erneuerbare Gase
- Ab 2035: Substitution von mindestens 15 TWh des Gasverbrauchs durch erneuerbare Gase
- Die Substitution erfolgt ausschließlich durch in Österreich erzeugte erneuerbare Gase

Der Zuwachs an Erzeugungskapazitäten, der zusätzlich zu den Anlagenkapazitäten im Referenzszenario für die Erfüllung der Substitutionsverpflichtung erforderlich ist, wird entsprechend qualifizierten Annahmen den verfügbaren Technologien und Rohstoffen zugeteilt.

### 6.7.3 Variationen

Zusätzlich werden zu den beiden oben beschriebenen Szenarien ausgewählte Annahmen variiert, um deren Einfluss aus der Aufbringungs- wie auch der Nutzungsseite von erneuerbaren Gasen darzustellen. Die Auswahl dieser Variationen kann sich dabei im Lauf der Zeit für die jeweiligen Marktberichte unterscheiden. Beispiele sind Nachfrageentwicklungen (wie das Wirtschaftswachstum), technologische Parameter (wie die Umwandlungseffizienz oder Volllaststunden von Elektrolyseanlagen) sowie die Wahl grundsätzlich verschiedener Nutzungspfade (wie die Erzeugung von Eisenschwamm durch Direktreduktion mittels Methan oder Wasserstoff).

### 6.7.4 Methodik

Die Quantifizierung dieser Szenarien erfolgt unter zentraler Verwendung des Gesamtenergiesystemmodells der Österreichischen Energieagentur, das unter Verwendung des TIMES-Modellgenerators der IEA-ETSAP-Gruppe<sup>1</sup> erstellt wurde.

Dieses Modell ermöglicht die Ermittlung des Energieflusses, der sich zur Erfüllung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen durch die derzeit verwendeten und zukünftig verfügbaren Technologien ergeben kann. Die Darstellung aller Sektoren und Anwendungen in einem Modell garantiert dabei eine konsistente Betrachtung der Entwicklung des österreichischen Energiesystems durch die simultane Berechnung der erzeugten und verbrauchten Mengen aller Energieträger in einer jährlichen Auflösung. Für Fernwärme und Gase werden deren saisonale zeitliche Profile berücksichtigt, für elektrische Energie zusätzlich dazu charakteristische Vier-Stunden-Zeitschritte sowie der jeweilige, aus den Unterschieden zwischen Aufbringung und Nutzung entstehende Speicherbedarf.

Die Struktur des Modells orientiert sich an der Energiebilanz der Statistik Austria und unterteilt den Energieverbrauch in fünf Sektoren, 13 Branchen für den produzierenden Bereich sowie sechs Nutzenergiekategorien. Darüber hinaus werden die Umwandlungspfade der Energieträger des energetischen Endverbrauchs in disaggregierter und technologiespezifischer Weise abgebildet. Erneuerbare Gase werden in diesem Gesamtenergiesystemmodell

---

<sup>1</sup> Mehr Informationen zum TIMES-Modellgenerator unter: [iea-etsap.org](https://www.iea-etsap.org).

detailliert in den verschiedenen Umwandlungsstufen des Energiesystems berücksichtigt (siehe Tabelle 12):

Tabelle 12: Berücksichtigung von erneuerbaren Gasen im TIMES-Energiesystem

Aufbringung und Nutzung	Umwandlungsstufen
<b>Anaerobe Vergärung</b>	Biogas aus anaerober Vergärung, auf Basis von Abfällen und Nebenprodukten, mit weiterer Aufbereitung zu Biomethan
<b>Holzgas</b>	Synthesegas aus Holz und Aufbereitung zu Biomethan mittels Fischer-Tropsch-Verfahren
<b>Wasserstoff</b>	Aus Elektrolyse auf Basis erneuerbaren Stroms
<b>Importe</b>	H <sub>2</sub> , synthetisches Methan und Biomethan
<b>Umwandlungssektor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Methanisierung von Wasserstoff zu synthetischem Methan</li> <li>• Herstellung von synthetischen Energieträgern wie Methanol, Ethanol sowie synthetischem Kerosin, Diesel, Benzin, OME, DME mittels Fischer-Tropsch-Verfahren oder fortgeschrittenem Syntheseverfahren</li> <li>• Einsatz in gasbasierter Strom- und Fernwärmeerzeugung (GuD, Fuel Cell, KWK oder Heizwerk)</li> </ul>
<b>Energetischer Endverbrauch</b>	Direktnutzung im Energetischen Endverbrauch als ins Gasnetz eingespeistes Biomethan oder synthetisches Methan in allen bisherigen gasbasierten Anwendungen
<b>Industrie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung als Energieträger für industrielle Prozesse</li> <li>• Einsatz in der Direktreduktion zur Stahlerzeugung</li> <li>• Stoffliche Nutzung zur Herstellung von chemischen Grundstoffen wie Ammoniak, Methanol, Olefinen</li> </ul>
<b>Verkehr</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wasserstoff in mobilen Brennstoffzellen</li> <li>• Bio- oder synthetisches Methan in Fahrzeugen und Pipelines</li> <li>• Indirekte Nutzung in Form von im Umwandlungssektor erzeugten synthetischen Energieträgern (Methan, Kerosin, Benzin, Diesel) im Verkehr</li> </ul>

### **6.7.5 Ergebnisse**

Die Quantifizierung der beiden Hauptszenarien enthält wesentliche, für die Bewertung der Potenziale und Nutzung erneuerbarer Gase relevante Größen, wie die erzeugten Mengen erneuerbarer Gase je Gasart und Technologie, zur Erzeugung eingesetzte Energie- beziehungsweise Rohstoffmengen, installierte Erzeugungs- und Umwandlungskapazitäten sowie die Energiebedarfe je Energieträger der Anwendungen, in denen erneuerbare Gase eingesetzt werden können. Diese Ergebnisse werden für das letzte Jahr, für das zum Zeitpunkt der Erarbeitung der Szenarien statistische Daten verfügbar sind, sowie in Fünfjahresschritten (das heißt für 2025, 2030, 2035 und 2040) bis 2040 dargestellt.

Die Entwicklung des Referenz- sowie des Zielerreichungsszenarios ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts noch im Gange. Im Zuge der Szenarientwicklung wurden jedoch bereits erste quantitative Vorabergebnisse erzielt, die in weiterer Folge kurz qualitativ beschrieben werden. Die Vorabergebnisse beruhen zum einen auf den bis zum Herbst 2023 verfügbaren statistischen Daten (das heißt Energiebilanz und Nutzenergieanalyse bis Ende 2021) und zum anderen auf dem Entwurf des EGG vom März 2023. Eine Abstimmung der Annahmen mit den seit November 2023 publizierten Szenarien WEM und WAM in MonMech 2023 wurde für diese Ergebnisse noch nicht durchgeführt.

### **6.7.6 Einsatzmengen von erneuerbaren Gasen**

Unter Verwendung der vorläufigen Daten und Annahmen wurde die Bandbreite des Gesamtbedarfs an Gasen für Österreich für die Jahre 2030 und 2040 ermittelt (siehe Tabelle 13). Dabei wurde auf die im Herbst 2023 verfügbaren statistischen Daten (für 2021) zurückgegriffen. Wenn der gegenständliche Marktbericht zukünftig mit aktuelleren Daten überarbeitet wird, werden die ab 2021 sichtbaren Rückgänge im Gasverbrauch entsprechend mitberücksichtigt. Die Regierungsvorlage zum EGG sieht vor, dass mindestens 9,75 % der inländisch an Endkund:innen verkauften Gase im Jahr 2030 erneuerbar sein müssen, absolut gesehen mindestens 7,5 TWh. Die Tabelle 13 beschreibt, welcher Strombedarf und welche Holz- beziehungsweise Substratmengen zur Zielerreichung benötigt werden.

Tabelle 13: Vorläufige Ergebnisse der Szenarien

Daten und Annahmen	2030	2040
<b>Bruttoinlandsverbrauch</b>	80 bis 90 TWh	100 bis 110 TWh
<b>Mindestverwendung laut EGG</b>	7,5 TWh	15 TWh
<b>50 % Elektrolyse</b>	5 TWh Strom	11 TWh Strom
<b>40 % anaerobe Vergärung</b>	7.000 kt FM	14.000 kt FM
<b>10 % Holzvergasung</b>	270 kt	540 kt

Der derzeitige Bruttoinlandsverbrauch wird in den Szenarien teilweise substituiert, andererseits kommen neue Nachfragen aufgrund von Wirtschaftswachstum und Technologiewechsel (Stahlerzeugung und chemische Industrie) hinzu.

### 6.7.7 Stahlerzeugung

Die Dekarbonisierung der Stahlerzeugung durch den Umstieg von der Hochofenroute auf Elektrolichtbogenöfen unter Einsatz von Eisenschwamm (Hot Briquetted Iron/HBI) ist der größte mögliche Beitrag eines einzelnen Unternehmens zur Senkung der österreichischen Treibhausgasemissionen.

Derzeit ist jedoch noch unklar, ob der zur Beschickung der Elektrolichtbogenöfen benötigte Eisenschwamm ebenfalls in Österreich produziert oder aus dem Ausland importiert wird. Unter der Annahme, dass der Gesamtausstoß der Stahlerzeugung in Österreich auf dem heutigen Niveau erhalten bleibt, ergibt sich für den Fall, dass 50 % des benötigten Eisenschwamms in Österreich mittels Direktreduktion mit erneuerbarem Methan oder Wasserstoff hergestellt wird, gemäß den Umstellungsplänen ein Bedarf an erneuerbaren Gasen von 3 TWh im Jahr 2030 bis 5 TWh im Jahr 2050.

# 7 Beschreibung des nationalen Marktumfelds für erneuerbare Gase

Im Auftrag der SEG wurde im Sommer 2023 von SORA (Institute for Social Research and Consulting) eine Analyse der medialen Auseinandersetzung mit „erneuerbaren Gasen“ durchgeführt. Diese zeigt, dass vor allem anlassbezogen über erneuerbare Gase berichtet wird. Hervorzuheben sind in diesem Kontext Gesetzesinitiativen wie das EAG, das EGG und auch die Kommunikation zum Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWG). Auch der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine sowie die Covid-19-Pandemie waren Ereignisse, in deren Zusammenhang über Preise und Versorgungssicherheit – und in weiterer Folge auch über erneuerbare Gase – berichtet wurde.

Eine wichtige Erkenntnis ist, dass in der medialen Diskussion sowohl die Notwendigkeit als auch die große Bedeutung der Energiewende und der Versorgungssicherheit unter den am Diskurs beteiligten Akteur:innen außer Streit steht. Eine wesentliche Kontroverse besteht allerdings bei der Frage des Einsatzes erneuerbarer Gase: Hier stehen sich zwei Meinungen beziehungsweise Zugangsweisen gegenüber. Es wird zum einen argumentiert, dass der Einsatz von erneuerbarem Gas als aller Voraussicht nach knappes Gut dort erfolgen soll, wo er unerlässlich sei („hard-to-abate“ Sektoren, wo es technologisch absehbar keine Alternative zu gasförmigen Energieträgern gibt). Zum anderen nimmt man eine sehr hohe Verfügbarkeit von erneuerbarem Gas zu konkurrenzfähigen Kosten an (das wohl zu einem erheblichen Teil importiert werden müsste) und geht auf Basis dieser Annahme von einem Einsatz in allen Sektoren aus, insbesondere auch in der Raumwärme.

## 7.1 Stimmungsbild aus der Branche – Befragung von Marktakteur:innen

Um die Anliegen unterschiedlicher Akteur:innen aus dem Bereich der erneuerbaren Gase besser zu verstehen, wurden ebenfalls von SORA im Auftrag der SEG leitfadengestützte Interviews mit zwölf Personen durchgeführt. Ziel war es, die Herausforderungen und auch Informationsbedarfe extern zu erheben, um die Informationsangebote der SEG bestmöglich zielgruppenorientiert auszurichten.

Trotz der Heterogenität der interviewten Personen (verschiedene Produzent:innen, Anlagenbauer:innen, Energieversorger:innen, Netzbetreiber:innen, Investor:innen, Interessenvertretungen, Regulierungsbehörde, Gasnetzmanager:innen) gibt es bei bestimmten Problemwahrnehmungen eine weitgehende Übereinstimmung:

- Alle Befragten sehen das Ausbleiben einer rechtlichen Regelung (EGG und Investitionszuschüsse-Verordnung Gas nach EAG) als wesentliches Hemmnis eines Ausbaus. In den kommenden Jahren laufen viele Nachfolgetarife für verstromende Biogasanlagen aus und Produzent:innen bleibt neben dem Verkauf des Stroms an der Börse nur der Umstieg auf die Biomethanproduktion. Eine genaue Quantifizierung der Nachfolgetarifsituation war der SEG nicht möglich, da sie keinen Einblick in die Verträge und Laufzeiten hat. Durch das Ausbleiben des EGG sowie der Investitionszuschüsse-Verordnung fehlen klare verbindliche Rahmenbedingungen.
- Der Betrieb von Produktionsanlagen für erneuerbare Gase ist verglichen mit anderen erneuerbaren Energien kostenintensiv. Die Ausgangssituation für die inländische Produktion erneuerbarer Gase wird daher unter den derzeitigen Rahmenbedingungen als unwirtschaftlich beschrieben. Nachteile müssten durch entsprechende Anreize und Verpflichtungen ausgeglichen werden.
- Einigkeit herrscht auch bei der Einschätzung zu den Genehmigungsverfahren, die als kompliziert und hemmend beschrieben werden. So ist beispielsweise die Frage der Behördenzuständigkeit (Gewerbeordnung, Abfallwirtschaftsgesetz, IPPC-Anlagen, Seveso-Betriebe ...), der möglichen Verfahrensarten (ordentliches Verfahren, vereinfachtes Verfahren, UVP-Verfahren), der benötigten Unterlagen, des konkreten Ablaufs von Genehmigungsverfahren et cetera komplex und insbesondere für angehende Produzent:innen ohne Vorwissen nicht leicht zu navigieren. Um Marktakteur:innen bei diesen und anderen Fragen kompetent zu unterstützen, hat das BMK die Servicestelle Erneuerbare Gase eingerichtet.
- Auch finanzielle Hürden führen dazu, dass konkrete Projektvorhaben bereits in der Planungsphase scheitern.
- Als weiteres Hemmnis wurde die Besorgnis hinsichtlich des Bekanntheitsgrads und der Einstellung zu erneuerbaren Gasen zum Ausdruck gebracht. Neben einem erschwerten Absatz könnte das Widerstand in der Bevölkerung bei neuen Projektvorhaben hervorrufen.

Bei der Produktion von Biomethan könnte sich die Verfügbarkeit von Substraten in Zukunft auf der Ebene von Einzelbetrieben als Problemfeld entwickeln. Die Versorgung mit geeigneten Substraten im darstellbaren Radius um bestehende Anlagen wird bereits jetzt als auf-

wendiger Prozess beschrieben. Gesamthaft betrachtet ist das Ziel von 7,5 TWh erneuerbares Gas im Jahr 2030 – wie in Kapitel 6 erläutert – jedoch aus der Sicht verschiedenster Potenzialstudien als realistisch einzustufen, insbesondere da sich der Zielwert auf alle erneuerbaren Gase und nicht ausschließlich auf Biomethan bezieht. Größere Unternehmen (z. B. Hersteller:innen für Gasreinigungsstechnologie, Turn-Key-Provider, große Biomethananlagen) sind hochprofessionell und operieren als größere Betriebseinheiten, auch mit deutlicher internationaler Ausrichtung. Diese Akteur:innen sind auch um eine Diversifikation ihrer Produktpalette bemüht, um vorhandene Substrate bestmöglich zu verwerten. Für die Absatzmöglichkeiten heißt dies, dass die Netzeinspeisung von Biomethan nur als eine von mehreren Möglichkeiten gesehen wird, um Anlagen zu betreiben. Bei den Substraten liegt der Fokus eindeutig auf Reststoffen mit entsprechendem CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial, die auch im weiteren Umkreis (teils > 100 km) bezogen werden.

Die befragten Anlagenbetreiber:innen, die bereits Biomethan ins Gasnetz einspeisen, beschreiben den österreichischen Markt als wenig lukrativ und die Nachfrage nach erneuerbarem Gas als gering. Internationale Absatzmärkte sind daher relevant, wenngleich sich die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen hemmend auf den internationalen Handel auswirken. Betreiber:innen von Verstromungsanlagen berichten, dass der Umstieg auf Gasaufreinigung mit Netzeinspeisung zwar wünschenswert, jedoch unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Hersteller:innen von Anlagen haben Interesse daran, neue Projekte in Österreich umzusetzen. Aktuell liegt der Fokus klar auf der Ausrichtung hin zum internationalen Markt. Befragte Energieunternehmen und Netzbetreiber:innen sehen sich technisch gut auf einen möglichen Ausbau der Erzeugungsstruktur von erneuerbaren Gasen vorbereitet, verhalten sich aber vor dem Hintergrund fehlender regulativer Bestimmungen abwartend.

Die befragten Personen haben in den Interviews sowohl ihr Interesse, ihre Pläne als auch Know-How für die Errichtung von neuen Produktionsanlagen und die Einspeisung von Biomethan vermittelt. Was fehlt, sind

- gesetzliche Rahmenbedingungen (EGG),
- wirtschaftliche Anreize sowie
- die Überwindung von „bottlenecks“ wie Substratverfügbarkeit, Fachkräftemangel, Lieferzeiten für die Technik (z. B. Kompressoren).

Die Verstromung von Biogas wird als Auslaufmodell gesehen, die Einspeisung als praktikabel, aber nicht als einzige Möglichkeit begriffen. Einen tieferen Einblick in bestehende Hemmnisse und Lösungsansätze bietet das folgende Kapitel, welches die Inhalte der Beratungsgespräche der SEG des Jahres 2023 zusammenfasst.

## 7.2 Qualitative Zusammenfassung der SEG-Beratungsgespräche

Ergänzend zu den oben angeführten SORA-Analysen wurden die Beratungsanfragen an die SEG qualitativ ausgewertet. Da sich die Akteur:innen aus den Bereichen Biogas, Biomethan und Wasserstoff stark voneinander unterscheiden, wird im Folgenden gesondert auf die jeweiligen Hemmnisse eingegangen.

Im Bereich Biomethan ergibt sich folgendes Bild:

- Neben den bereits angesprochenen fehlenden Rahmenbedingungen wird die fehlende internationale Handelbarkeit von Herkunftsnachweisen (HKN) für Gas als wesentliches Hemmnis angegeben. Der Handel samt durchgängiger Nachweisführung ist aktuell nur in Österreich möglich, da diese nur in Österreich erstellt werden und kein technischer Rahmen für den internationalen Handel von HKNs bei Gas vorhanden ist. Nachdem der österreichische Markt für erneuerbare Gase als wenig lukrativ beschrieben wird, ist die fehlende grenzüberschreitende Handelbarkeit von Nachweisen für die Biomethanbranche besonders hemmend.
- Es wird berichtet, dass Marktakteur:innen aus dem benachbarten Ausland – vor allem aus Deutschland – aktiv die Abnahme von physischen Mengen und Nachhaltigkeitszertifikaten beziehungsweise Biomethannachweisen bewerben und auch langfristige Verträge anbieten. Als zahlungskräftige:r Abnehmer:in wird insbesondere der deutsche Verkehrssektor gesehen (Bio-LNG). Dadurch könnte die Situation eintreten, dass weniger national produziertes Biomethan zur Verfügung steht. Die Vermarktung von Mengen und Zertifikaten ins Ausland steht zwar im Widerspruch zu nationalen politischen Zielsetzungen (EAG: 5 TWh erneuerbares Gas bis 2030, Begutachtungsentwurf zum EGG 7,5 TWh erneuerbares Gas bis 2030, ab 2035 mindestens 15 TWh), ist aus Sicht der Anlagenbetreiber:innen aber mitunter eine betriebswirtschaftliche Notwendigkeit.
- Als wesentliches Hemmnis wird auch die Finanzierung von neuen Projekten beschrieben, die vor allem in der Unsicherheit bezüglich möglicher Förderungen beziehungsweise einer zukünftigen gesetzlichen Regelung zum Markthochlauf begründet ist.

- Die Genehmigungsverfahren für Anlagen sind in der Praxis hochkomplex und für neue Marktakteure nicht einfach zu durchblicken. Je nach Charakteristik der geplanten Anlage sind unterschiedliche Behörden zuständig, ebenso unterscheiden sich Verfahrensarten (z. B. Genehmigung nach Gewerbeordnung versus Abfallwirtschaftsgesetz). Unterstützung seitens der SEG wird als sehr hilfreich eingestuft, insbesondere in Form der ausgearbeiteten Leitfäden zu Anlagengenehmigungen.
- Komplex ist zudem die Zertifizierung von erneuerbaren Gasen, die sich je nach Verwendung (Zielanrechnung EU-Ziele, Gaskennzeichnung, freiwillige Marktinitiativen) der Nachweise unterscheidet beziehungsweise auch Auswirkungen auf den zu erzielenden Preis hat. Die Zertifikate und Nachweise können zudem national oder international geregelt sein. Die Vielzahl an unterschiedlichen Zertifikaten und Nachweisen (Proof of Origin, Proof of Sustainability, Biomethannachweis, Herkunftsnachweis, Grüngaszertifikat, Grüngassiegel, Certificate of Origin) und deren unterschiedliche Anwendung, dahinterstehender Rechtsrahmen, unterschiedliche ausführende Stellen und verschiedene Berechnungsstandards machen es Marktakteur:innen schwer, sich einen Überblick zu verschaffen. Außerdem ist zu beachten, dass sich diese Komplexität mit Blick auf andere Staaten noch weiter vergrößert, da es hierzu keine einheitliche Vorgehensweise unter den Mitgliedstaaten gibt. Bei einem starken Markthochlauf ist mit Engpässen bei den zertifizierenden Stellen zu rechnen.
- Als weiteres Hemmnis wurden die zeitliche Gültigkeit von HKN und der Fokus auf ein Kalenderjahr angegeben, die mit der Novelle der Gaskennzeichnungsverordnung umgesetzt wurde. Dies führt dazu, dass Gas-HKN aus dem Produktionsjahr 2022 nicht mehr im Jahr 2023 genutzt werden können. Da diese Mengen nicht mehr zum Zweck der Gaskennzeichnung verwendet werden können, sind damit auch finanzielle Einbußen verbunden. Eine kalenderjahrübergreifende Nutzung wäre aber auch im Sinne der wichtigen (saisonalen) Speicherfunktion von Gasen dringend notwendig.
- Nicht immer ist in der untersten Netzebene eine entsprechende Gasnachfrage gegeben, insbesondere im Sommer und an Wochenenden (fehlende betriebliche Abnehmer:innen). Daher muss auf die nächsthöhere Netzebene verdichtet werden. Diese Verdichtung ist kostenintensiv (Energiekosten, Wartung und Service). Das Gaswirtschaftsgesetz regelt die Übernahme von Netzinfrastruktur durch die Netzbetreiber:innen, wobei bereits bestehende Infrastruktur nicht berücksichtigt wird.
- Ein wichtiges Thema bei vielen Beratungen war die Differenz von Gestehungskosten für Biomethan gegenüber konventionellem Erdgas. Der Preis für Erdgas ist von einem Hoch im Laufe des Ukraine-Kriegs wieder gesunken, befindet sich aber noch über dem Vorkriegsniveau. Bei unter vier Cent pro kWh liegt er dennoch circa um den Faktor vier unter

den Gesteungskosten von Biomethan. Auch die allgemeinen Kostensteigerungen bei Anlagenkomponenten und Betriebsmitteln wurden als Hemmnis hervorgehoben.

- Für Biomethan gibt es in Österreich de facto kein Angebot, der Anlagenbestand und produzierte Mengen stagnieren auf sehr niedrigem Niveau. Dennoch gibt es bei Industriebetrieben, dem produzierenden Gewerbe, den Lebensmittelindustrien und weiteren Akteur:innen Interesse an Biomethan. Mit Biomethan sollen (konzerninterne) Vorgaben zu Net Zero erfüllt oder vorhandene Reststoffströme sinnvoller genutzt werden. Auch ETS-Betriebe bekunden Interesse an der CO<sub>2</sub>-Reduktion durch Biomethan. Ein wesentliches Hemmnis ist jedoch der fehlende Austausch zwischen möglicher Nachfrage und dem kaum vorhandenen Angebot.

Spezifische Hemmnisse im Bereich erneuerbarer Wasserstoff umfassen:

- Die langfristige Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom in ausreichender Menge und zu entsprechend günstigen Preisen wird als eines der wesentlichsten Hemmnisse für neue Projekte gesehen. Dies ist insbesondere relevant, weil potenzielle Abnehmer in der Regel Industrieanwendungen mit entsprechend großer Nachfrage sind. Auch die Volatilität der Strompreise wird als Hemmnis betrachtet.
- Als weiteres Hemmnis ist laut den Beratungsanfragen die fehlende Infrastruktur, nicht nur für den Wasserstoff selbst (Netz, Speicher), sondern auch für den zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff benötigten elektrischen Strom.
- Ebenso wie bei Biomethan und synthetischem Gas wurde bei Wasserstoff betont, dass es entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen braucht, um einen Markthochlauf zu initiieren. Genannt wurden etwa einfache und schnelle Verfahren für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen, Rechtssicherheit für neue Projekte, Anpassungen im Gaswirtschaftsgesetz (zur Entwicklung und zum Betrieb von H<sub>2</sub>-Infrastruktur) et cetera.
- Derzeit ist die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff aufwendig und teuer. Um den Markthochlauf in die Gänge zu bringen, wird von Stakeholder:innen entsprechende Unterstützung bei OPEX und CAPEX gefordert.
- Bei Gesprächen mit Marktteilnehmer:innen wurde unter anderem auch thematisiert, dass die Technologiereife von Elektrolyseuren und der erneuerbaren Wasserstoffproduktion noch entsprechend zu entwickeln sei. Insbesondere die Zuverlässigkeit der Elektrolyseure, verbauter Komponenten sowie die Gesamteffizienz wurden hierbei als Anknüpfungspunkte genannt.
- Ein weiteres Hemmnis ist die derzeit noch fehlende, saisonale Speichermöglichkeit von Wasserstoff (in großen Mengen), auch wenn es bereits erste Projekte z. B. zu geologischen Wasserstoffspeichern gibt.

- Generell sind Projektvorhaben zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff von großer Komplexität gekennzeichnet, beginnend von Genehmigungsverfahren über technische Aspekte (Prozessketten, Anlagentechnik) bis hin zur Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff. In vielen Bereichen fehlen profunde Informationsgrundlagen, vor allem für neue, potenzielle Marktakteur:innen. Auch die Verfügbarkeit von Anlagenteilen und technischen Komponenten wird als Hemmnis gesehen, ebenso die Lieferzeiten.
- Auch für die Wasserstoffwirtschaft könnte es einen Fachkräftemangel geben. In einigen Gesprächen wurde darauf explizit hingewiesen, ebenso wurde betont, dass neben der Aus- und Weiterentwicklung von Personal konkrete Entwicklungs- und Forschungsarbeiten forciert werden müssten.
- Des Weiteren wurde angeführt, dass große Teile des zukünftigen Wasserstoffbedarfs aufgrund verschiedenster Rahmenbedingungen importiert werden müssten. Man beuge sich hier von der Abhängigkeit von fossilen Importen in die nächste Importabhängigkeit. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Importrouten von Wasserstoff diverser sein werden als der derzeitige österreichische Bezug von Erdgas.

Die Arbeit der SEG orientiert sich am tatsächlichen Beratungsbedarf und an den seitens des Marktes an die SEG zugetragenen Markthemmnissen und Informationsbedürfnissen. Aus diesem Grund hat die SEG im Jahr 2023 bereits umfassende Informationen zu besonders aktuellen Themen zusammengestellt und auf der Website [erneuerbaresgas.at](https://erneuerbaresgas.at) veröffentlicht, darunter die folgenden:

- Zertifizierung von erneuerbaren Gasen: Über die Möglichkeiten der Zertifizierung wurde in Blogartikeln, Schaubildern und einem Factsheet informiert. Außerdem wurde ein Webinar veranstaltet und das Thema in das Programm zur SEG-Jahreskonferenz integriert.
- Anlagengenehmigungen: Zum komplexen Thema der Genehmigung von Produktionsanlagen wurde ein Praxisleitfaden für Produzent:innen verfasst.
- Marktinformationen: Im Zuge eines Webinars wurde unter anderem über aktuelle Entwicklungen und Zukunftsperspektiven im Handel mit erneuerbaren Gasen informiert.
- Musterverträge: Die SEG hat in Zusammenarbeit mit Marktteilnehmer:innen eine aktuelle Checkliste relevanter Kriterien für Musterverträge zur Biomethaneinspeisung erarbeitet. Darin werden Regelungsgegenstände und Standardlösungen für den Netzanschluss und den Netzzugang von Biomethananlagen zusammengefasst. Darüber hinaus wird auf die Lieferung von Biomethan und Herkunftsnachweise eingegangen.

# 8 Allgemeine Handlungsempfehlungen der SEG

Wie in den vorangegangenen Kapiteln erläutert, befindet sich der Markt für erneuerbare Gase in Österreich seit Jahren in einer Phase der Stagnation. Gleichzeitig gibt es die im EAG geregelte Vorgabe, bis 2030 den Anteil von erneuerbaren Gasen im Energiesystem auf 5 TWh zu erhöhen. Vor diesem Hintergrund hat die SEG gemäß § 65 EAG den Auftrag, in ihrem Marktbericht „Vorschläge zur weiteren Entwicklung“ zu geben. Im Folgenden wird – basierend auf den zahlreichen Gesprächen mit unterschiedlichen Marktakteur:innen – eine kompakte Auflistung der wichtigsten, allgemeinen Empfehlungen gegeben, welche den Markthochlauf erneuerbarer Gase unterstützen.

## 8.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen

Die wichtigste Empfehlung lautet, langfristige, stabile Rahmenbedingungen für die Branche zu schaffen, um Planbarkeit und Investitionssicherheit für neue Projektvorhaben sicherzustellen. Dies gilt gleichermaßen für alle erneuerbaren Gase. Derzeit warten Marktakteur:innen zu, ob es eine entsprechende Gesetzesgrundlage geben wird (EGG). Da nicht klar ist, wie diese ausgestaltet sein wird, könnten sich vorzeitige Vertragsabschlüsse aus Sicht der Produzent:innen in Zukunft negativ auswirken. Wie in Kapitel 5.3.4 gezeigt wurde, sind erneuerbare Gase verglichen mit Erdgas wirtschaftlich (noch) nicht konkurrenzfähig. Aus diesem Grund braucht es entsprechende Unterstützung für Marktakteur:innen, um Produktionsanlagen an das Gasnetz anzuschließen. Hierbei ist zu beachten, dass diese den in Kapitel 0 berechneten Gestehungskosten Rechnung trägt. Ebenso ist zu beachten, dass es bei einem Markthochlauf entsprechend nachfragegetriebene Preiserhöhungen (z. B. für Rohstoffe) geben wird. Neben dem EGG braucht es eine Unterstützung durch den Beschluss einer EAG-Investitionszuschuss-Verordnung für erneuerbares Gas sowie für Wasserstoff und synthetisches Gas.

## 8.2 Bestehende Anlagen und Strukturen nutzen

Beim Markthochlauf sollten bestehende Biogasanlagen miteingebunden und verfügbare Infrastruktur genutzt werden. Biogasproduzent:innen wurden mit öffentlichen Mitteln unterstützt und haben jahrelange Erfahrung in der Gasproduktion. In den kommenden Jahren laufen viele Nachfolgetarife für Verstromungsanlagen aus. Neben der Direktvermarktung von Ökostrom kann der Umstieg auf die Netzeinspeisung von Biomethan eine wichtige Rolle spielen, wenn die zuvor angesprochenen gesetzlichen Rahmenbedingungen dies begünstigen. Von großer Bedeutung ist, dass die Mehrheit der stromeinspeisenden Biogasanlagen im Leistungsbereich unter 250 kWel realisiert wurde. Wegen der wirtschaftlichen Skalierung der Anlagenkosten und der relativ hohen Kosten für die Gasreinigung sind diese Anlagen betriebswirtschaftlich gesehen tendenziell nicht für die Biomethanproduktion geeignet. Ein Ansatz zur Erfassung dieser Anlagen ist die zentralisierte Aufreinigung kombiniert mit einem lokalen Biogasnetz.

## 8.3 Mit Beratungs- und Informationsangeboten unterstützen

Ergänzend wird empfohlen, mehr Klarheit und Einfachheit für Marktakteur:innen auf allen Ebenen zu schaffen. Informationsangebote rund um die Anrechenbarkeit von Mengen, Zertifizierung von erneuerbaren Gasen, Genehmigungsverfahren und die Handelbarkeit von HKN können hier wertvolle Hilfestellung leisten. Ebenso sind Vernetzungsaktivitäten und der Austausch zwischen Akteur:innen wichtig, insbesondere zwischen Produzent:innen erneuerbarer Gase und potenziellen Abnehmer:innen. Genau in diesen Bereichen wird die SEG Marktteilnehmer:innen durch ihre Aktivitäten unterstützen. Im Jahr 2024 wird der Fokus deshalb verstärkt auf den fachlichen Austausch bei Präsenzveranstaltungen (Workshops, Exkursionen) und das Thema Vernetzung und Weiterbildung gelegt, insbesondere beim fehlenden Austausch zwischen möglicher Nachfrage und dem derzeit kaum vorhandenen Angebot.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass es in Österreich sowohl Interesse und konkrete Pläne als auch das notwendige Know-how für einen Markthochlauf erneuerbarer Gase gibt. Wenn gesetzliche Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Anreize gesetzt werden, kann ein rascher Markthochlauf gelingen. So können die vielen Vorteile erneuerbarer Gase, wie der Beitrag zum Klimaschutz, die Diversifizierung der Gasversorgung und gesteigerte

Resilienz im Energiesystem, das Schließen von Stoffkreisläufen, die Unabhängigkeit von fossilen Importen sowie das Schaffen von Arbeitsplätzen und regionaler Wertschöpfung, entsprechend realisiert werden.

## Literaturverzeichnis

**AEA, EVT, EIJKU (2021):** Erneuerbares Gas in Österreich 2040. Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot. Eine Studie im Auftrag des BMK. Wien.

**AEA (2022):** Strategische Handlungsoptionen für eine österreichische Gasversorgung ohne Importe aus Russland. Eine Analyse im Auftrag des BMK. Wien.

**AGCS (2023):** Statistik Biomethan. Abgerufen am 26.11.2023 von [biomethanregister.at/de/statistik](https://biomethanregister.at/de/statistik)

**AGGM (2023):** Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich. Wien.

**AIT/MUL (2022):** Pathway to Industrial Decarbonisation – Scenarios for the Development of the Industrial Sector in Austria. Wien.

**BMK (2021a):** Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich. Wien.

**BMK (2021b):** Wasserstoffstrategie für Österreich. Wien.

**BMK (2023):** Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich - Periode 2021-2030. Wien.

**BMK (2024):** Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (ÖNIP). Wien.

**Damodaran, Aswath (01.01.2023):** Country Default Spreads and Risk Premiums. Abgerufen am 10.11.2023 von [pages.stern.nyu.edu/~adamodar/%20](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/%20)

**Damodaran, Aswath (05.01.2023):** Levered and Unlevered Betas by Industry - Europe. Abgerufen am 13.11.2023 von [pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls)

**EAG:** Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - EAG). BGBl. Nr. 150/2021 idgF. Abgerufen am 14.11.2023 von [ris.bka.gv.at/](https://ris.bka.gv.at/)

**E-Bridge (22.11.2023):** Aktueller HYDEX. Abgerufen am 08.11.2023 von [e-bridge.de/kompetenzen/wasserstoff/h2index/](https://e-bridge.de/kompetenzen/wasserstoff/h2index/)

**E-Control (19.10.2023):** Auszug aus der Strom- und Gasnachweisdatenbank.

**Entso-E (2023):** Transparency Platform. Actual Generation, Generation Forecast for Wind and Solar, Day-Ahead Prices. Abgerufen am 10.11.2023 von [transparency.entsoe.eu/](https://transparency.entsoe.eu/)

**EU-KOM (24.10.2023):** Union Bioenergy Sustainability Report. Abgerufen am 10.11.2023 von [energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/COM\\_2023\\_650\\_1\\_EN\\_annexe\\_autre\\_acte\\_part1\\_v7.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/COM_2023_650_1_EN_annexe_autre_acte_part1_v7.pdf)

**Europäische Kommission (12.01.2024):** Carbon Border Adjustment Mechanism. Abgerufen am 06.11.2023 von [taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism\\_en](https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en)

**Eurostat (August 2023a):** Labour cost index by NACE Rev. 2 activity - nominal value, quarterly data. Abgerufen am 20.11.2023 von [ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/lc\\_lci\\_r2\\_q/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/lc_lci_r2_q/default/table?lang=en)

**Eurostat (Juni 2023b):** HVPI - Monatliche Daten (Index). Abgerufen am 20.11.2023 von [ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/prc\\_hicp\\_midx/default/table?lang=de](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/prc_hicp_midx/default/table?lang=de)

**Eurostat (Juli 2023c):** Gas prices for non-household customers - bi-annual data (from 2007 onwards). Abgerufen am 15.11.2023 von [ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_pc\\_203/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203/default/table?lang=en)

**FNR (2014):** Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Abgerufen am 25. 11 2023 von [mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/leitfaden-biogasaufbereitung-und-einspeisung.html](https://mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/leitfaden-biogasaufbereitung-und-einspeisung.html)

**FNR (2016):** Leitfaden Biogas. Abgerufen am 25.11.2023 von [mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/leitfaden-biogas.html](https://mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/leitfaden-biogas.html)

**Frontier Economics, TU Wien – Energy Economics Group (2023):** Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich. Endbericht – Studie im Auftrag des

Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 13. Juli 2023.

**GWG:** Bundesgesetz, mit dem die Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz - GWG). BGBl. Nr. 107/2011 idgF. Abgerufen am 24.10.2023 von [ris.bka.gv.at/](https://ris.bka.gv.at/)

**Hannula, Ilkka (21.11.2023):** Role of Renewable Gases in Clean Energy Transitions. Abgerufen am 24.11.2023 von [erneuerbaresgas.at/jart/pri3/erneuerbare\\_gase/data/uploads/hannula\\_iaa\\_renewable\\_gases\\_salzburg\\_2023.pdf](https://erneuerbaresgas.at/jart/pri3/erneuerbare_gase/data/uploads/hannula_iaa_renewable_gases_salzburg_2023.pdf)

**IEA-Bioenergy (29. 11 2023):** Task 33 Database - Gasification of Biomass and Waste. Abgerufen am 25.10.2023 von [task33.ieabioenergy.com/content/links%20\" \o](https://task33.ieabioenergy.com/content/links%20\)

**International Energy Agency (2022):** World Energy Outlook 2022. Abgerufen am 24.11.2023 von [iea.org/reports/world-energy-outlook-2022](https://iea.org/reports/world-energy-outlook-2022)

**International Energy Agency (2023):** Global Hydrogen Review 2023. Abgerufen am 24.11.2023 von [iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023](https://iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023)

**Kalt, G. (2017):** Erzeugungskosten für Ökostrom. Berechnung für Neuanlagen auf Basis von Biogas, Biomethan und fester Biomasse bis 400 kW im Jahr 2018. Nicht veröffentlicht.

**Kathan, Johannes; Kapeller, Judith; Reuer, Stefan; Ortmann, Pilipp; Rodgarkia-Dara, Aria; Brändle, Gregor; Gatzen, Christoph; Reger, Maximilian (2022):** Endbericht Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff. Abgerufen am 24.11.2023 von [bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/importmoeglichkeiten.html](https://bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/importmoeglichkeiten.html)

**KPMG (2023):** Quarterly Brief - Cost of Capital parameters as of 30 June 2023.

**Lazard (Oktober 2021):** Lazard's Levelized Cost of Hydrogen Analysis - Version 2.0.

**LKOÖ (2023):** Anhaltspunkte zur Preisfindung für Silomais. Abgerufen am 11. 10. 2023 von [ooe.lko.at/anhaltspunkte-zur-preisfindung-f%C3%BCr-silomais+2400+3853071](https://ooe.lko.at/anhaltspunkte-zur-preisfindung-f%C3%BCr-silomais+2400+3853071)

**LKStmk (2021).** Wie viel darf Wirtschaftsdünger kosten? Abgerufen am 11. 10. 2023 von [stmk.lko.at/wie-viel-darf-wirtschaftsd%C3%BCnger-kosten+2400+3505692](https://stmk.lko.at/wie-viel-darf-wirtschaftsd%C3%BCnger-kosten+2400+3505692)

**OIB (2022):** OIB Richtlinie 6 – Energieeinsparung und Wärmeschutz – Langfristige Renovierungsstrategie OIB-330.6-022/19-093. Wien.

**Österreichische Nationalbank (November 2023):** Nationaler Verbraucherpreisindex. Abgerufen am 24.11.2023 von Nationaler Verbraucherpreisindex: [oenb.at/isaweb/report.do?report=6.4](https://oenb.at/isaweb/report.do?report=6.4)

**Proost, J. (2020):** Chapter IV, Part 2: Task Force Electrolyser Data State-of-the-art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. In: H. T. IEA, Task 38 Final Report - Power-to-hydrogen and Hydrogen-to-X: System Analysis of the techno-economic, legal and regulatory conditions.

**Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner, Franz; Jansen, Malte et alii (2018):** Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH. Berlin.

**StatCube (2023):** Erzeugerpreise. Abgerufen am 11.10.2023 von [statcube.at/statistik.at/ext/statcube/jsf/tableView/tableView.xhtml](https://statcube.at/statistik.at/ext/statcube/jsf/tableView/tableView.xhtml)

**Statistik Austria (August 2023):** Baupreisindex. Abgerufen am 14.11.2023 von [statistik.at/statistiken/industrie-bau-handel-und-dienstleistungen/konjunktur/baupreisindex](https://statistik.at/statistiken/industrie-bau-handel-und-dienstleistungen/konjunktur/baupreisindex)

**Statistik Austria (Juli 2023):** Großhandelspreisindex. Abgerufen am 14.11.2023 von [statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/grosshandelspreisindex](https://statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/grosshandelspreisindex)

**Statistik Austria (August 2023):** Preisindex für Ausrüstungsinvestitionen. Abgerufen am 14.11.2023 von [statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/preisindex-fuer-ausruestungsinvestitionen](https://statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/preisindex-fuer-ausruestungsinvestitionen)

**TU Wien (2017):** Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien. Wien.

**TU Wien (2021):** Perspektiven der Sektorkopplung in Form von P2G für Österreich bis 2030/2040 aus energiewirtschaftlicher Sicht. Wien.

**UBA (2020):** Pathways to a Zero Carbon Transport Sector. Wien.

**UBA (2023):** Energie- und Treibhausgasszenarien 2023. Wien.

**WKO (2023):** Transportkostenindex. Abgerufen am 11.10.2023 von [wko.at/branchen/w/transport-verkehr/gueterbefoerderungsgewerbe/transportkostenindex.html](https://wko.at/branchen/w/transport-verkehr/gueterbefoerderungsgewerbe/transportkostenindex.html)

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema der Biomethanproduktion.....	12
Abbildung 2: Wesentliche Komponenten von Biomethananlagen.....	14
Abbildung 3: Anzahl an stromeinspeisenden Biogasanlagen nach Größenklassen über die Jahre .....	19
Abbildung 4: Produzierte Biomethanmenge über die Jahre.....	20
Abbildung 5: Angenommener Strombezugspreis für Elektrolyseure in Abhängigkeit von den Volllaststunden, Beispieljahr 2030.....	31
Abbildung 6: Historische Indexentwicklung bis 2022 und Projektion ab 2023 (2020 = 100 Indexpunkte) .....	32
Abbildung 7: Sensitivität der CAPEX über den LCOE.....	36
Abbildung 8: Sensitivität der OPEX über den LCOE.....	37
Abbildung 9: Sensitivität der Substratkosten über den LCOE.....	37
Abbildung 10: Sensitivität der Volllaststunden über den LCOE .....	38
Abbildung 11: LCOH-Sensitivitätsanalyse der Volllaststunden .....	41
Abbildung 12: LCOH-Sensitivitätsanalyse der Investitionskosten.....	41
Abbildung 13: LCOH-Sensitivitätsanalyse der Wartungs- und Instandhaltungskosten .....	42
Abbildung 14: LCOH-Sensitivitätsanalyse der Systemeffizienz .....	42
Abbildung 15: Darstellung der Wasserstoffgestehungskosten für AEL und PEM bei unterschiedlichen Volllaststunden (VLS).....	43
Abbildung 16: Gaspreisentwicklung inklusive CO <sub>2</sub> -Kosten in Österreich seit 2019.....	45
Abbildung 17: Wasserstoffindex Hydex – Verläufe marginaler Kosten für verschiedene Wasserstoffformen.....	48
Abbildung 18: Erwartete Hochlaufkurven für Bioenergie und Wasserstoff im NZE-Szenario der IEA .....	49

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technology Readiness Level (TRL) .....	11
Tabelle 2: Elektrolysearten zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff .....	15
Tabelle 3: Typische Phasen der Marktentwicklung und jeweilige Charakteristika .....	24
Tabelle 4: Aktuelle Preisindizes und Handelsmöglichkeiten für Biomethan und Wasserstoff.....	26
Tabelle 5: Parameterwerte und Quellen für WACC-Bestimmung .....	29
Tabelle 6: Betrachtete Anlagenkonzepte der Biomethanproduktion.....	33
Tabelle 7: Relative CAPEX und OPEX für die betrachteten Biomethan-Anlagenkonzepte ..	34
Tabelle 8: Substratzusammensetzung, Gewichtung, spezifischer Methanertrag und Substratkosten .....	35
Tabelle 9: Zusammenfassung der Parameter und den daraus resultierenden LCOE für die einzelnen Anlagenszenarien.....	36
Tabelle 10: Übersicht der Annahmen des mittleren Szenarios für die Sensitivitätsanalyse von LCOH .....	40
Tabelle 11: Ausgewählte Szenarien, Studien und Roadmaps .....	63
Tabelle 12: Berücksichtigung von erneuerbaren Gasen im TIMES-Energiesystem .....	71
Tabelle 13: Vorläufige Ergebnisse der Szenarien .....	73

## Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnung für Levelized Costs of Energy.....	27
Formel 2: Berechnungen zur Bestimmung eines angemessenen Zinssatzes (WACC) .....	28

## Abkürzungen

AEL	Alkali-Elektrolyse
AEM	Anionen-Austausch-Membran
AW	abfallwirtschaftlich
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
IEA	Internationale Energieagentur (International Energy Agency)
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen (Wasserstoffgestehungskosten)
LW	landwirtschaftlich
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran)
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (flüssige und gasförmige Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs)
SEG	Servicestelle Erneuerbare Gase
SOEL	Solid Oxide Electrolysis (Festoxid-Elektrolyse)

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

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

[servicebuero@bmk.gv.at](mailto:servicebuero@bmk.gv.at)

[bmk.gv.at](http://bmk.gv.at)