

# Strategische Handlungsoptionen für eine österreichische Gasversorgung ohne Importe aus Russland

Eine Analyse im Auftrag des BMK



Wien, im April 2022

### **Impressum**

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, A-1150 Wien,  
T. +43 (1) 586 15 24, Fax DW 340, [office@energyagency.at](mailto:office@energyagency.at) | [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien  
Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

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

## Präambel

Die aktuelle geopolitische Lage mit dem Angriffskrieg Russlands in der Ukraine hat zu einer außergewöhnlichen Situation geführt, die umfassende Maßnahmen zur dauerhaften Substitution der Erdgasimporte aus Russland erforderlich macht. Zusätzlich zur Bewältigung der Klimakrise treten nun die hohen Gaspreise und die höchst unsichere zukünftige Versorgungslage betreffend Erdgas in den Vordergrund. Aus heutiger Perspektive ist davon auszugehen, dass die Gaspreise mittelfristig auf hohem Niveau bleiben, weshalb auch wirtschaftliche Anreize hoch sind, den Gasverbrauch insgesamt zu reduzieren und Erdgas durch heimische erneuerbare Energieträger zu substituieren. Für den verbleibenden Import von Gasen sind die Lieferquellen zu diversifizieren. Die vorliegende Analyse skizziert strategische Handlungsoptionen für den Ausstieg aus Gasimporten aus Russland.

## Ausgangssituation

Der Anteil von Erdgas am österreichischen Bruttoinlandsverbrauch beträgt 22 % (2019, [Statistik Austria](#)), das sind 89 TWh. 2020 ist der Gasverbrauch gesunken, 2021 war er wieder auf dem Niveau von 2019. Erdgas ist damit nach Öl (37%) der zweitwichtigste Energieträger. Im Mittel der letzten fünf Jahre wurden rund 10 TWh durch inländische Produktion von Erdgas aufgebracht. Inländisch aufgebrachte Mengen an biogenem Methan sind bis dato vernachlässigbar (0,14 TWh). Der Rest der eingesetzten Erdgasmengen wird importiert (79 TWh), wovon rund 80% der importierten Mengen aus Russland und 20% aus anderen Ländern bezogen werden. Somit wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die jährlichen Erdgasimporte aus Russland ca. 63 TWh betragen.

## Lösungsansatz für den Zeitraum bis 2030, Unabhängigkeit von Russland ab 2027

Die Importe von Erdgas können nicht unmittelbar und kurzfristig substituiert werden, weshalb ein Lösungsansatz für den Zeitraum bis 2030 sinnvoll ist. Zur Reduktion der Gasimporte aus Russland ist zudem eine Kombination von verbrauchs- und aufbringungsseitigen Maßnahmen notwendig.

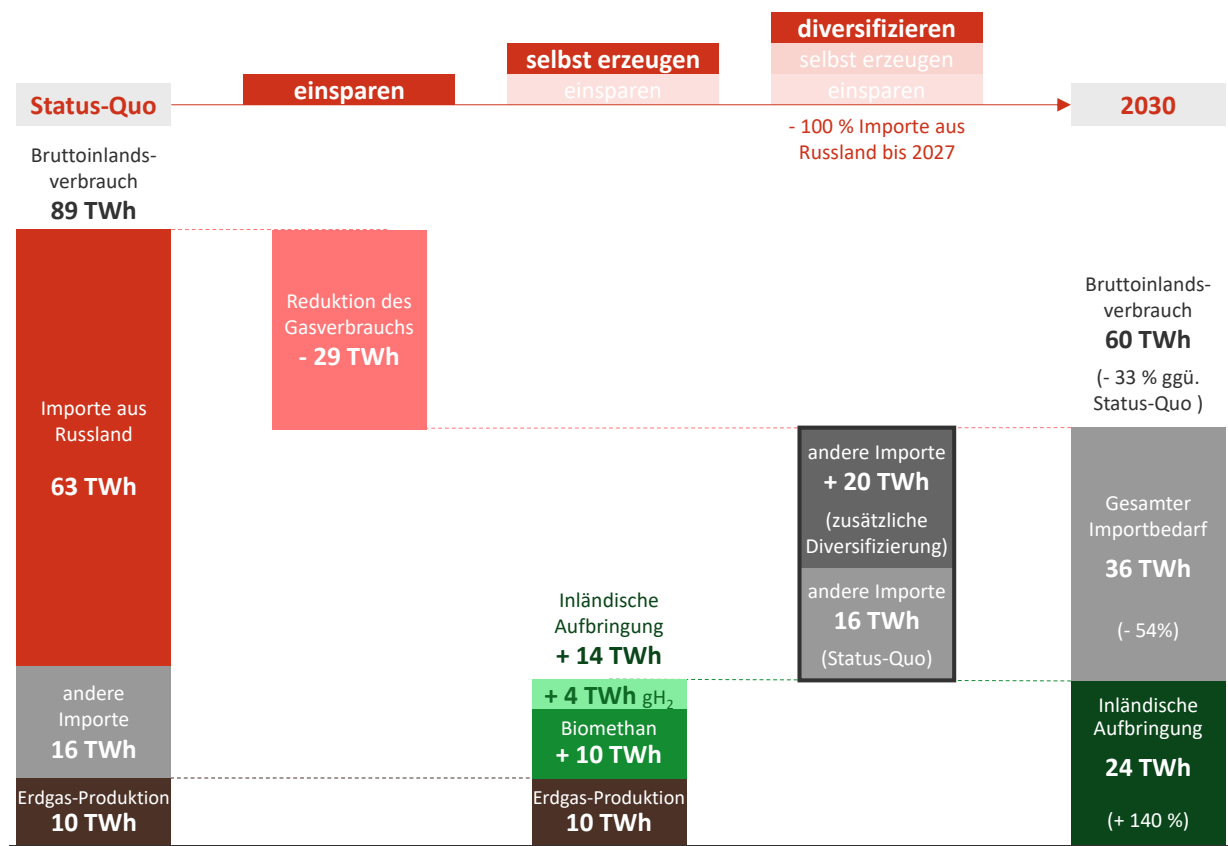
Die Eigenproduktion von Erdgas ist auf einem Niveau zu halten, das jenem der letzten Jahre entspricht (10 TWh). Zudem ist der Import aus anderen Regionen als Russland (Norwegen und andere Länder Europas) in einem Ausmaß von 16 TWh beizubehalten. Durch das EU-Ziel der Einstellung von Importen aus Russland bis 2027 ergibt sich darüber hinaus ein zusätzlicher Diversifizierungsbedarf in der Höhe von 20 TWh, was 2030 in einem gesamten Importbedarf im Ausmaß von 36 TWh resultiert. Entsprechend der Hochlaufkurven der Technologien zur Substitution von Erdgas ist in den Jahren davor der Importbedarf aus anderen Lieferländern höher, wobei der zusätzliche Diversifizierungsbedarf im Jahr 2027 sein Maximum von 34 TWh erreicht.

Optionen sind alternative Importrouten sowohl für Pipeline-Gas als auch verflüssigtes Erdgas (LNG).

Der Import von Erdgas kann im Zusammenhang mit der Erreichung des Ziels der Klimaneutralität bis 2040 jedoch keine dauerhafte Lösung sein, weshalb schon frühzeitig – also bereits im Zeitraum bis 2030 – Importmöglichkeiten für erneuerbare Gase wie z.B. grüner Wasserstoff entwickelt und erschlossen werden sollten.

Um den Importbedarf auf das verringerte Niveau zu bringen, ist einerseits die **Aufbringung von erneuerbaren Gasen im Inland zu forcieren (plus 14 TWh)** und andererseits insgesamt eine **Reduktion des Gasverbrauchs (minus 29 TWh)** durch die Umsetzung von zusätzlichen Energieeffizienzmaßnahmen und die beschleunigte Substitution des Einsatzes von Erdgas in verschiedenen Sektoren zu erreichen. Damit verringern sich sowohl der Gasverbrauch (60 TWh statt 89 TWh, minus 33% gegenüber dem Status-Quo) als auch der Importbedarf an Gas (36 TWh statt 79 TWh, minus 54% gegenüber dem Status-Quo) in signifikantem Ausmaß. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Abschätzung des Mengengerüsts für die Wirkungen der bis 2030 möglichen Maßnahmen und den verbleibenden Bedarf an Gasimporten, für die eine Diversifizierung erforderlich ist.

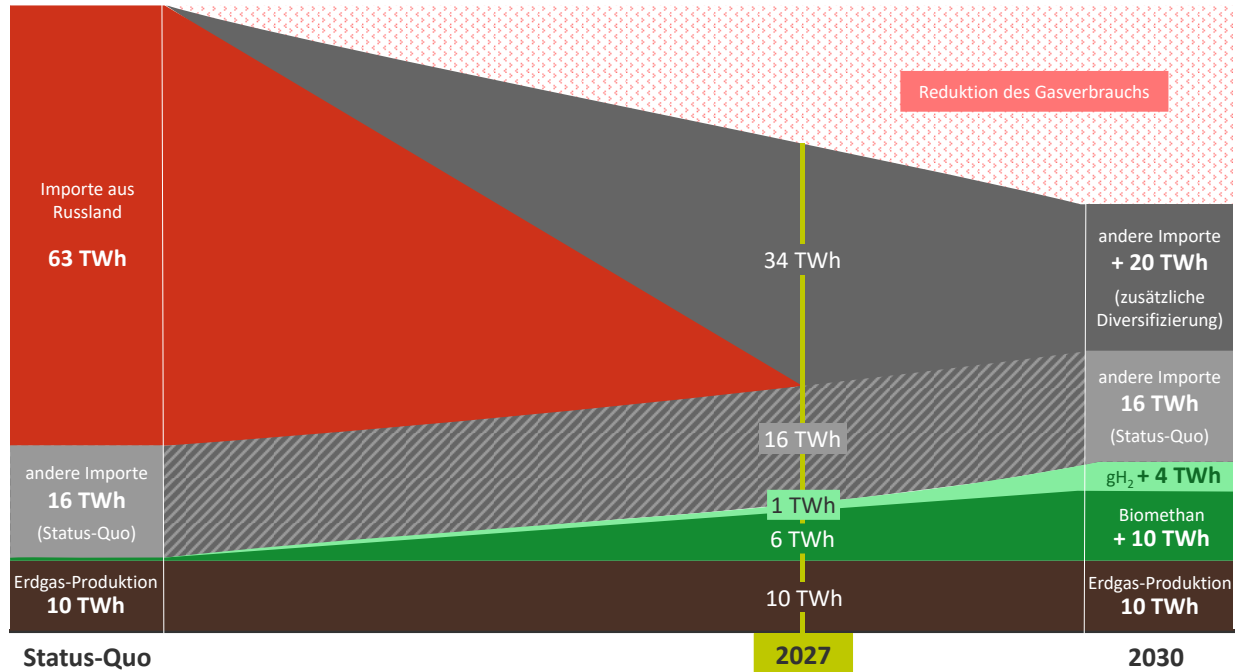
### Übersicht über Handlungsoptionen für den Ersatz der Erdgasimporte aus Russland



Österreichische Energieagentur

Die **zusätzliche Diversifizierung** der Erdgasimporte aus anderen Lieferländern nimmt bei der Reduktion der Importe aus Russland bis Ende 2027 eine wichtige Rolle ein und beläuft sich auf bis zu 34 TWh. Im Zeitraum zwischen 2027 und 2030 wird diese aufgrund des Hochlaufs der inländischen erneuerbaren Alternativen sowie der Reduktion des Gasbedarfs wieder kleiner und geht bis 2030 auf 20 TWh zurück. Die Abbildung unten stellt dies schematisch dar.

**Schematische Darstellung | Ersatz der Erdgasimporte aus Russland bis 2027 und Reduktion der Importabhängigkeit bis 2030**



Österreichische Energieagentur

**Reduktion des Gasverbrauchs um 29 TWh bis 2030**

► **Forcierter Ausstieg aus Gas in der Raumwärme, Einstieg in Erneuerbare**  
 minus 9 TWh Gas aus Russland

Im Raumwärmebereich gibt es ausreichende Alternativen zu Gasheizungen. Ein umfassender Ausstieg aus Gasheizungen für Raumwärme und Warmwasser kann rund 9 TWh Gasverbrauch reduzieren. Der Großteil der Reduktionen ist bis 2030 im Bereich der Wohngebäude zu erzielen. Bis 2030 kann die Hälfte der gegenwärtig 1,2 Mio. Gasheizungen umgestellt werden. Dafür sind begleitende ordnungsrechtliche Maßnahmen notwendig. Auch die Raumwärme- und Warmwasserbereitung im gewerblichen und industriellen Sektor spielt eine Rolle. Insgesamt wurden 2020 in allen Sektoren 24 TWh an Gas für Raumwärme, Warmwasser und zum Kochen endverbraucht. Eine Reduktion um rund 9 TWh bis 2030 ist durch den beschleunigten Ausstieg aus Gasheizungen abschätzbar. Zu forcierende Alternativen sind Erd-, Grundwasser- und Luftwärmepumpen sowie Nah-/ Fernwärme und Biomassekessel. Zusätzliche Maßnahmen für eine flexiblere bzw. beschleunigte Förderabwicklung sowie Programme für die gesicherte Verfügbarkeit von Fachkräften und die Entwicklung von klimafreundlichen Lösungen aus Österreich (Stichwort: Standardisierung des Heizungstauschs, „Plug & Play“) sind notwendig, um die Reduktion realisieren zu können.

▶ **Beschleunigte Sanierung von Gebäuden**

minus 1-2 TWh Gas aus Russland

Angefangen bei Gebäuden der schlechtesten Effizienzklassen sowie öffentlichen Gebäuden sind beschleunigte Anstrengungen in Bund und Ländern notwendig, um den Gebäudebestand zu renovieren. Dieser Bereich umfasst Förderungen, Bauordnungen der Länder sowie weitere Unterstützungsprogramme ähnlich dem Ausstieg von Gas in der Raumwärme (Fachkräfte, Entwicklung von standardisierten Lösungen für schnelleres Sanieren, Reduktion der Transaktionskosten, etc.). Die Wirkung der Gebäuderenovierung in Form eines reduzierten Gasverbrauchs ergibt sich sowohl aus einem verringerten Verbrauch in Gasheizungen als auch aus einem reduzierten Bedarf an Fernwärme (die in Ballungszentren großteils mittels Erdgas erzeugt wird) und elektrischer Energie (im Winterhalbjahr ist der Anteil von Gas im Strommix besonders hoch). Rund 21 TWh an Gas wurden 2020 ausschließlich für Raumwärme eingesetzt (exkl. Strom und Fernwärme, dort sind es 24 TWh Erdgas). Durch beschleunigte Renovierung des Gebäudebestandes kann der jährliche Bedarf an Gas bis 2030 zusätzlich um 1 bis 2 TWh reduziert werden.

▶ **Umstieg auf Erneuerbare in Industrie und Gewerbe**

minus 6 TWh Gas aus Russland

Ein beschleunigter Umstieg von Gaskesseln auf Hochtemperatur-Wärmepumpen, Biomasse, Elektrodenkessel, Fernwärme und weitere erneuerbare Energietechnologien, insbesondere bei Anwendungen zur Bereitstellung von Temperaturen kleiner 200°C, kann zu einer signifikanten Reduktion des Einsatzes von Gas führen (Abschätzung auf Basis „Szenario Exergieeffizienz“ aus [AEA, MUL, JKU \(2021\): Erneuerbares Gas in Österreich 2040](#)). 27 TWh Erdgas wurden im Prä-Coronajahr 2019 für Prozesswärme eingesetzt (2020: 26 TWh). Etwa 6 TWh davon können bis 2030 durch den Umstieg auf Erneuerbare bzw. Nah-/Fernwärme reduziert werden. Ein beschleunigter Hochlauf von Wärmepumpen, aber auch der Einsatz von Elektrodenkesseln, Biomethan und anderen erneuerbaren Gasen ist hierbei von größter Bedeutung. Besonders in der aktuellen Situation zeigt sich, dass der fokussierte Einsatz von Wasserstoff und Biomasse im Industriesektor entscheidend ist.

▶ **Reduktion des Einsatzes von Erdgas in der Industrie (Effizienz)**

minus 4 TWh Gas aus Russland

Der Einsatz von Erdgas in der Industrie erfolgt zu energetischen und nicht-energetischen Zwecken. Aktuell werden rund 4 TWh Erdgas zu nicht-energetischen Zwecken eingesetzt. Beispielsweise durch den effizienteren Verbrauch von Düngemitteln oder adaptierte Produktionsprozesse kann bis 2030 bis zu 1,5 TWh Erdgas eingespart werden.

Allein im produzierenden Bereich wurden 2020 rund 31 TWh an Erdgas zu energetischen Zwecken eingesetzt (2019: 32 TWh). Hohe Erdgaspreise und speziell auf die Industrie bezogene Förder- und Unterstützungsprogramme wie z.B. ein Transformationsfonds verbessern nicht nur die Wirtschaftlichkeit von Energieträgerwechseln, sondern auch jene von Investitionen in Energieeffizienz-Maßnahmen. Die Umsetzung von Maßnahmen wird beschleunigt, bisweilen unwirtschaftliche Maßnahmen rechnen sich. Anreize sollten – für den Fall, dass ein bestimmter Industrieprozess auch erneuerbar darstellbar ist – den Umstieg auf erneuerbare Energie priorisieren. Bildungsprogramme wie z.B. klimaaktiv „energieeffiziente betriebe“ dienen als Beschleuniger und Multiplikatoren, das Energieeffizienzgesetz als regulatorischer Rahmen. In diesem Bereich ist eine absolute Einsparung von 2,5 TWh bis 2030 abschätzbar. Gesamt kann der Einsatz von Erdgas in der Industrie also um jährlich 4 TWh reduziert werden.

▶ **Substitution von Erdgas-Kraftwerken durch den Ausbau von erneuerbarem Strom**

**minus 4 TWh Gas aus Russland**

2019 wurden fast 12 TWh Strom auf Basis von Erdgas erzeugt. Insbesondere die Windkraftnutzung, aber auch Photovoltaik und Wasserkraft substituieren Erdgaskraftwerke und reduzieren damit deren notwendige Laufzeit zur Abdeckung der Residuallast. Damit sinkt auch der Erdgasverbrauch in den Kraftwerken. Flexibilisierungsmaßnahmen können die Stunden, in denen Gaskraftwerke notwendig sind, zusätzlich reduzieren. Auch der Ausbau von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ermöglicht eine Reduktion des Gasverbrauchs in inländischen Kraftwerken. Aktuell sieht das EAG bis 2030 einen Ausbau von Strom aus erneuerbaren Quellen im Ausmaß von zusätzlich 27 TWh vor. Es empfiehlt sich aber, das Ambitionsniveau beim Ausbau von Windkraft und Photovoltaik deutlich anzuheben. Auch vor dem Hintergrund der inländischen Erzeugung von grünem Wasserstoff und der Elektrifizierung von Wärmeanwendungen in Haushalten, Gewerbe und Industrie (Wärmepumpen und Elektrodenkessel) sind zusätzliche Mengen an Strom aus erneuerbaren Quellen notwendig. Allein für das Ziel, im Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von 1 GW errichten und betreiben zu wollen, sind 5 bis 6 TWh Strom auf Basis erneuerbarer Quellen notwendig.

▶ **Geothermie, Solarthermie, Wärmepumpen und Biogene für Fernwärme**

**minus 2 TWh Gas aus Russland**

Insbesondere in Städten kann Erdgas zur Fernwärmeerzeugung signifikant reduziert werden. Die Dekarbonisierungs-Roadmap des Fachverband Gas-Wärme ([Österreichische Energieagentur, 2020](#)) sieht bis 2030 einen reduzierten Einsatz von Erdgas um rund 2 TWh vor. Allein die fortschreitende Dekarbonisierung der Fernwärme in Wien resultiert bis 2030 in der Reduktion des Einsatzes von Erdgas in der Höhe von 1 TWh. Entscheidend dafür ist die Erschließung der bereits identifizierten Geothermiepotenziale, was neben dem dafür geeigneten Förder- und Genehmigungsrahmen auch einer Novellierung des Mineralrohstoffgesetzes bedarf. Der forcierte Einsatz von Solarthermie und von Wärmepumpen sowie der zielgerichtete Einsatz von biogenen Reststoffen reduziert den Gasbedarf zusätzlich.

▶ **Saisonale Nutzung von Biomasse-KWK**

**minus 1 TWh Gas aus Russland**

Dieser Hebel umfasst die verstärkte Stromerzeugung aus Biomasse-KWK im Winterhalbjahr bei gleichbleibendem jährlichen Einsatz von Biomasse. Dadurch ersetzen Biomasse-KWK in der kalten Jahreszeit Erdgaskraftwerke aus dem notwendigen Kraftwerkspark und reduzieren deren notwendige Laufzeit (und damit auch den Erdgasverbrauch). Der Strom im Sommerhalbjahr wird neben Wind verstärkt aus PV und Wasserkraft erzeugt. Aktuelle rechtliche Rahmenbedingungen sehen keinerlei Anreize für saisonale Flexibilität vor. Das EAG und andere Materien müssten angepasst werden. Aktuell werden rund 4 TWh Strom aus festen biogenen Energieträgern erzeugt.

▶ **Endenergieeffizienz (Geräte, Betriebsoptimierung, Verhaltensänderung)**

**minus 1 TWh Gas aus Russland**

Neben strukturellen Maßnahmen (wie einer thermischen Gebäudesanierung oder der Substitution von Erdgas durch erneuerbare Energieträger/Fernwärme infolge eines Heizungstauschs) können Einsparungen an Gas auch durch effizientere Geräte (reduzieren Strombedarf und damit Gaseinsatz in Kraftwerken), Optimierungen am bestehenden Heizsystem (hydraulischer Abgleich bei Gasheizungen oder auch Fernwärme, Dämmung von Heizungsrohren, energieeffiziente

Positionierung von Möbeln) und Veränderungen im Nutzerverhalten (energiesparendes Verhalten, Reduktion der Raumtemperatur, Nachtabenkung usw.) erreicht werden. Eine mittelfristige Einsparung im Ausmaß von rund 1 TWh ist realistisch.

### Forcierte Aufbringung von erneuerbaren Gasen im Inland (plus 14 TWh bis 2030)

Laut Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) soll der Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas (Biomethan, grüner Wasserstoff, synthetisches Methan) am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh erhöht werden. Vor dem Hintergrund einer Strategie des beschleunigten Ausstiegs aus russischen Gasimporten ist eine Anhebung dieses Ziels sinnvoll. Parallel dazu ist jedenfalls auch vertieft zu prüfen, wie zusätzliche, die Investitionszuschüsse laut EAG ergänzende, weitere Unterstützungsmaßnahmen auszugestalten sind. Neben der größeren Unabhängigkeit von Gasimporten ist die forcierte Aufbringung von erneuerbaren Gasen im Inland jedenfalls auch mit erhöhter österreichischer Wertschöpfung und Arbeitsplätzen verbunden.

Der Ersatz der Importe aus Russland bedingt einen beschleunigten Ausstieg aus der Nutzung von Gas in der Raumwärme und in industriellen Prozessen mit niedrigeren Temperaturanforderungen (bis ca. 200 °C). Die zusätzlich mobilisierten Mengen an erneuerbarem Gas sollten deshalb prioritär in jenen Bereichen eingesetzt werden, in denen es im Zeitraum bis 2030 keine andere Option als die Nutzung von Gas gibt. Dies betrifft insbesondere die Substitution von Erdgas durch erneuerbares Gas in der Industrie und bei der Strom- und Fernwärmeerzeugung zur Abdeckung von Spitzenlasten. Biomethan wird in das Netz eingespeist. Im Bereich der Substitution von erdgasbasiertem Wasserstoff durch grünen Wasserstoff (gH<sub>2</sub>) in der Industrie wird die Erzeugung auch dezentral von statten gehen, wobei diese Mengen nicht prioritär in das Erdgasnetz eingespeist, sondern direkt vor Ort eingesetzt werden.

► **Nutzung des Biomethans aus der aktuellen Biogas-Verstromung**

minus 1 TWh Gas aus Russland = 1 TWh Biomethan aus Österreich

Aktuell werden rund 2 TWh Biogas für die Produktion von Strom eingesetzt. Anstatt der Verstromung kann ein Teil des Biogases auf Methan-Qualität aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist werden.

► **Zusätzliche Mobilisierung von Biomethan**

minus 9 TWh Gas aus Russland = 9 TWh mehr Biomethan aus Österreich

2021 wurden 0,14 TWh Biomethan produziert und in das Gasnetz eingespeist. Das insgesamt realisierbare Potenzial für Biomethan aus inländischer Produktion beträgt laut [AEA, MUL, JKU \(2021\): Erneuerbares Gas in Österreich 2040](#) 20 TWh und stammt ungefähr zu gleichen Teilen aus anaerober Vergärung (53 %) und Biomasse-Gasifizierung (47 %). Zur Hebung des realisierbaren Potentials an biogenem Methan ist eine Neugestaltung der Wertschöpfungsketten zur Verwertung von biogenen Reststoffe notwendig (bspw. Erhöhung der Sammelquoten, anaerobe Vergärung vor Kompostierung, Kompostierung fester Gärreste, Mobilisierung von Holzreststoffen für die Gasifizierung etc.). Durch Förderungen und zusätzliche Hochlauf- und Unterstützungsprogramme können bis 2030 auf Basis erster Einschätzungen zusätzlich rund 9 TWh Biomethan realisiert werden.



► **Produktion von grünem Wasserstoff für die Industrie (gH<sub>2</sub>)**

minus 4 TWh Gas aus Russland = 4 TWh grüner Wasserstoff aus Österreich

Durch den Aufbau von 1 GW Elektrolysekapazität bis 2030 können rund 4 TWh grüner Wasserstoff in Österreich produziert werden. Dieser Wasserstoff kann einen Großteil der 140.000 Tonnen (4,7 TWh) aktuell in der Industrie auf Basis von Erdgas hergestellte Mengen an grauem Wasserstoff ersetzen und so die zu importierenden Mengen an Erdgas deutlich reduzieren. Zu beachten ist, dass zur Produktion von 4 TWh grünem Wasserstoff rund 5 bis 6 TWh Strom auf Basis erneuerbarer Quellen notwendig sind. Diese zusätzlichen Strommengen sind mit großer Wahrscheinlichkeit mit dem EAG-Ausbauziel von 27 TWh bis 2030 nicht abdeckbar. Eine verstärkte und beschleunigte Erschließung der in Österreich bestehenden Potenziale, insbesondere Wasserkraft, Photovoltaik und Windkraft ist hierfür notwendig. Das derzeit bekannte technische Potential für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich liegt bei über 120 TWh, die Erschließung ist bei entsprechender Flächenverfügbarkeit also grundsätzlich möglich.

**Zusätzliche Diversifizierung durch andere Gasimporte (plus 20 TWh bis 2030)**

► **Andere Lieferländer**

minus 6 TWh Gas aus Russland = 6 TWh mehr Gas aus Norwegen, LNG und anderen Quellen (zusätzlich zu den aktuell 16 TWh, die bereits aus anderen Ländern importiert werden)

Bereits heute bezieht Österreich rund 16 TWh Erdgas aus Ländern Europas (primär Norwegen). Diese Mengen sind zu steigern bzw. um neue Importrouten zu ergänzen. Hierfür gibt es kurz- und mittelfristig die folgenden Optionen:

Eine stärkere Nutzung der bisher ungenutzten Routen für Importe aus Nordeuropa können sowohl für bestehende Gasfelder als auch die von einigen Unternehmen angekündigten Steigerungen der Gasförderung genutzt werden.

Weiteres Potenzial für zusätzliche alternative Bezugsquellen ergibt sich durch verflüssigtes Erdgas (LNG). Da Österreich als Binnenland über keinerlei Zugang zu LNG-Terminals verfügt, sind strategische Partnerschaften mit Küstenländern notwendig. Insbesondere Italien könnte hierbei eine große Rolle spielen. Die zusätzlichen Gasimporte könnten von dort per Trans-Austria -Gasleitung (TAG) nach Österreich bzw. in das Marktgebiet Ost gebracht werden.

Neben der Diversifizierung von Importrouten für Erdgas sind erneuerbare gasförmige Energieträger wie Biomethan vor dem Hintergrund der Klimakrise grundsätzlich gegenüber Erdgas zu priorisieren. Aufgrund der hohen landwirtschaftlichen Bedeutung verfügt zum Beispiel die Ukraine über große Biomethan-Potenziale. Das Gas könnte auf Basis von biogenen Reststoffen hergestellt werden. Österreich könnte in Bezug auf die Realisierung dieser Potenziale Bereitschaft zur Kooperation signalisieren und die Ukraine mit Ressourcen, Know-How und Technologien unterstützen. Für den Fall, dass sich die Ukraine mittelfristig als Exporteur von Biomethan anbietet, wäre dies für Österreich eine interessante Option, um den Bezug von fossilem Erdgas zu reduzieren und stattdessen Biomethan aus der Ukraine zu importieren.

► **Import von grünem Wasserstoff**

minus 14 TWh Gas aus Russland = 14 TWh Import von grünem Wasserstoff

Alleine die produzierenden Bereiche Stahl, Metalle, Chemie, Glas, Zement und Steine verbrauchen jährlich mehr als 16 TWh Erdgas. In diesen Sektoren sind gasförmige Energieträger aufgrund hoher Temperaturanforderungen nicht leicht ersetzbar. Neben dem Einsatz von biogenem oder synthetischem Methan eignet sich auch grüner Wasserstoff als Erdgas-Substitut. Dabei ist jedoch zu beachten, dass Wasserstoff über ein geringere volumenbezogene Energiedichte verfügt: Um 1,55 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas zu ersetzen ist volumenmäßig mehr als das Dreifache an Wasserstoff notwendig, nämlich etwa 5 Mrd. m<sup>3</sup> - eine Herausforderung für die Transportinfrastruktur, die ebenfalls für diese Zwecke umgebaut werden muss.

Für den Import von Wasserstoff im Ausmaß von 14 TWh sind bis 2030 die entsprechenden strategischen Kooperationen mit potenziellen Exportländern aufzubauen und ist eine wasserstoffgerechte Transportinfrastruktur zu schaffen.