

Sebastian Wehrle und Johannes Schmidt

Edelsprit für alles?

Bedarf und Angebot an Grünen Gasen in
Österreich

Juli 2021



GERECHTIGKEIT MUSS SEIN

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Einleitung	6
Dekarbonisierung von Österreichs Endenergiebedarf durch Erneuerbare Energien	10
Potenziale für „Grüne Gase“	14
Grüne Gase aus Biomasse	14
Nachhaltigkeit Grüner Gase aus Biomasse	18
Elektrochemisch Erzeugte Grüne Gase	18
Möglichkeiten zur Bedarfsdeckung durch inländische Ressourcen	20
Flächenbedarf Grüner Gase	21
Importbedarf Grüner Gase	23
Schlussfolgerungen	27
Literaturverzeichnis	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nutzung fossiler Energien in Österreich nach Sektoren, 2019	11
Abbildung 2: Zusätzlicher Energiebedarf nach Energieträgern und Sektoren in den Szenarien "Elektrifizierung" (strichliert) und "Grüne Gase" (gepunktet)	12
Abbildung 3: Biomassepotenziale für die Energetische Nutzung (angelehnt an Bacovsky und Matschegg (2019))	15
Abbildung 4: Theoretisches, technisches und realisierbares Biomethanpotenzial in Österreich (Eigene Auswertung von Dißauer, Rehling, und Strasser (2019); Lindorfer u.a. (2017); Bacovsky und Matschegg (2019); Baumann u.a. (2021))	17
Abbildung 5: Potenzial zur Aufbringung von Grünem Methan und Bedarf an Grünen Energieträgern zur Dekarbonisierung Österreichs	20
Abbildung 6: Zusätzlicher Flächenbedarf für die vollständige inländische Erzeugung von Grünen Energieträgern in den Szenarien "Elektrifizierung" (strichliert) und "Grüne Gase" (gepunktet) bei elektrischer und biogener Energieerzeugung	21
Abbildung 7: Importbedarf nach Energieträgern in den Szenarien "Elektrifizierung" (strichliert) und "Grüne Gase" (gepunktet)	23
Abbildung 8: Kosten unterschiedlicher Optionen des Langstreckentransports von Wasserstoff in Abhängigkeit von der Transportdistanz. Quelle: (Matthes u. a. 2021). Die Angaben beinhalten jeweils die reinen Transportkosten, die notwendigen Speicher, die notwendige Umwandlung und für die Verschiffung LOHCs auch die Rückumwandlung	24
Abbildung 9: Grenzkosten der Emissionsminderung verschiedener Optionen zur Dekarbonisierung. Aus Ueckerdt u. a. (2021)	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick "Grüne Gase" _____	7
Tabelle 2: Klassifizierung von Bioenergie-Potenzialen nach Batidzirai, Smeets, und Faaij (2012) _	14
Tabelle 3: Vergleich von Methanertragspotenzialen _____	16

Zusammenfassung

Österreich soll bis zum Jahr 2040 klimaneutral werden. Heute noch eingesetzte fossile Energieträger müssen dazu bis 2040 durch Erneuerbare Energien wie Strom, Grüne Gase (Grüner Wasserstoff, Biomethan) und Grüne Brennstoffe ersetzt werden. Allerdings sind Grüne Gase und Grüne Brennstoffe knapp. Im Jahr 2019 wurden in Österreich nur 7,5 PJ Biogas erzeugt. Aus biogenen Reststoffen der Land- und Forstwirtschaft sowie biogenen Abfällen könnten in Zukunft bis zu 50 PJ Grünes Methan jährlich erzeugt werden, falls es gelingt, alle Potenziale zu heben. Das ist allerdings sehr viel weniger als benötigt wird. Um alle in der Energiebilanz berücksichtigten fossilen Energieträger zu ersetzen, sind wenigstens 174,6 PJ Grüne Gase notwendig. Mindestens 125 PJ Grüne Gase müssen in Zukunft also entweder importiert oder durch eine Änderung oder Ausweitung der Flächennutzung im Inland erzeugt werden. Sollten Grüne Gase auch in Bereichen eingesetzt werden, in denen sie nicht unbedingt erforderlich sind (z.B. Raumwärme, leichter Nutzverkehr, Niedertemperaturprozesse der Industrie), verdoppelt sich die zusätzlich aufzubringende Menge an Grünen Gasen sogar.

Soll der gesamte Bedarf an Grünen Gasen im Inland erzeugt werden, so müssen dafür Flächen in signifikantem Ausmaß mobilisiert werden. Besonders viel Fläche wird benötigt, wenn der Bedarf mit Grünen Gasen aus Biomasse gedeckt werden soll. Nahezu die gesamte heutige Ackerfläche Österreichs müsste für die Bioenergieproduktion genutzt werden, um ausreichend Biomethan auch für Sektoren zu erzeugen, die nicht unbedingt auf Grüne Gase angewiesen sind.

Die benötigte Fläche kann verkleinert werden, wenn Grüne Gase mit elektrischer Energie durch die Elektrolyse von Wasser statt aus Biomasse erzeugt werden. Für die zusätzlich benötigten Windturbinen und Photovoltaikmodule werden zwar geeignete Flächen benötigen, aber der Flächenbedarf der elektrochemischen Herstellung ist mit weniger als einem Fünftel der biogenen Erzeugung trotzdem signifikant geringer. Wird statt Grüner Gase möglichst oft Strom eingesetzt, so kann der Flächenbedarf um fast neun Zehntel reduziert werden. Denn bei der elektrochemischen Herstellung Grüner Gase muss wegen der Umwandlungsverluste mehr elektrische Energie eingesetzt werden als in den erzeugten Grünen Gasen enthalten ist. Wird die in den Grünen Gasen enthaltene Energie wieder in Strom umgewandelt, so sind die Verluste sogar noch größer.

Wegen des sehr hohen Flächenbedarfs von biogenen Brennstoffen werden international in Zukunft voraussichtlich vor allem elektrochemisch erzeugte Grüne Brennstoffe, also Brennstoffe, die auf Wasserstoff basieren, gehandelt werden. Der Transport von Wasserstoff über große Entfernungen ist sehr aufwändig und teuer. Deswegen sind in Österreich vor allem Wasserstoff-Importe aus dem kontinental-europäischen Raum, insbesondere über bestehende Erdgas-Pipelines wirtschaftlich wettbewerbsfähig. Für Importe über größere Entfernungen kann Wasserstoff in leichter zu transportierenden Stoffen umgewandelt werden, welche am besten direkt genutzt, also nicht wieder in Wasserstoff umgewandelt werden. Diese Importe werden voraussichtlich aber um ein Vielfaches teurer sein als die heutigen Importe fossiler Energien.

Die vollständige Dekarbonisierung Österreichs bis zum Jahr 2040 ist eine sehr große Herausforderung. Um dieses Ziel zu erreichen, sind Grüne Gase in einigen Sektoren ein notwendiger Baustein. So sind sie zum Beispiel in der Stahlerzeugung oder in der chemischen Industrie notwendig. Wegen ihrer hohen Kosten und ihres hohen Flächenbedarfs sollten Grüne Gase aber nur dort eingesetzt werden, wo es keine andere, effizientere Alternative gibt. In vielen Fällen ist der direkte Einsatz von Strom dem Einsatz von grünem Gas vorzuziehen. Dies gilt vor allem für die private Wärmeversorgung und die Individualmobilität.

Einleitung

Auf dem Pariser Klimagipfel hat sich die Weltgemeinschaft im Jahr 2015 das Ziel gesetzt den Klimawandel einzudämmen und die globale Erwärmung auf höchstens 2°C, möglichst aber 1,5°C zu begrenzen (Paris Agreement, 2016). Um dieses globale Ziel zu erreichen, hat sich die Europäische Union mit dem „Green Deal“ ein Bündel an Vorschlägen vorgelegt um den Ausstoß von Treibhausgasen bis zum Jahr 2030 um wenigstens 55% gegenüber 1990 zu reduzieren (Europäische Kommission, 2020). Bereits zuvor beabsichtigte die Europäische Union, den Endenergieverbrauch unter 956 Millionen Tonnen Rohöleinheiten (39,9 EJ) zu senken (Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, 2018) und den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 32% zu steigern (Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, 2018). Diese Ziele könnten durch den europäischen „Green Deal“ noch ambitionierter werden.

Um den globalen und europäischen Zielen gerecht zu werden, möchte Österreichs Bundesregierung klimaschädliche Treibhausgasemissionen in den nächsten beiden Jahrzehnten drastisch reduzieren und Österreich klimaneutral machen (Österreichische Volkspartei & Die Grünen, 2020). Bis 2030 soll Strom weitgehend aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden¹ (Regierungsvorlage EAG, 2021). Auch in weiteren Sektoren, insbesondere im Bereich Gebäude/Raumwärme, Industrie und Verkehr, sollen Emissionsminderungen erreicht werden, um das Land bis 2040 „klimaneutral“ zu machen. Dazu soll der Absatz von „national produziertem erneuerbarem Gas“ bis 2030 auf 18 PJ erhöht und die Anwendung von erneuerbarem Wasserstoff forciert werden (Regierungsvorlage EAG, 2021).

Um Klimaneutralität bis 2040 in Österreich zu erreichen, muss die Nutzung fossiler Energieträger praktisch beendet werden. Das erfordert einen tiefgreifenden Wandel der gegenwärtigen Energiebereitstellung. Zur Gestaltung dieses Wandels gibt es in den meisten Sektoren des Energieverbrauchs vielfältige Möglichkeiten, bei denen nur in wenigen Fällen absehbar ist, welche Option sich durchsetzen wird.

„Grüne Gase“ gelten wegen ihrer vielfältigen Einsatzmöglichkeiten als vielversprechende Option um bisher eingesetzte fossile Energieträger in den meisten Sektoren zu ersetzen. Sogenannte „Grüne Gase“ können entweder auf elektrochemischem Weg (z.B. über Elektrolyse) oder durch Fermentation oder Vergasung von Biomasse hergestellt werden.

Bei der elektrolytischen Erzeugung von Gasen wird zunächst Wasser in die Elemente Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der entstehende Wasserstoff kann entweder direkt genutzt oder mit einer Kohlenstoffquelle weiter zu Methan oder zu flüssigen Energieträgern wie z.B. Methanol synthetisiert werden. Von „Grünem Gas“ kann dabei nur gesprochen werden, wenn die für die Erzeugung eingesetzte Energie aus erneuerbaren Quellen stammt und bei der Gasproduktion keine CO₂-Emissionen entstehen. Wasserstoff kann aber auch aus fossilen Energieträgern, wie zum Beispiel Erdgas, gewonnen werden. Dabei werden für jede erzeugte Tonne Wasserstoff rund 10 Tonnen CO₂ emittiert. Dieser sogenannte „graue Wasserstoff“ macht den größten Teil der heutigen Wasserstoffproduktion aus. Werden die bei der Wasserstoffproduktion entstehenden CO₂-Emissionen abgeschieden und gespeichert (carbon capture and storage, CCS), oder weiterverwendet (carbon capture and utilization, CCU) spricht man von „blauem Wasserstoff“. Dieser wird manchmal als klimaneutral angesehen, allerdings entstehen bei der Förderung und dem Transport von Erdgas stark klimawirksame Treibhausgasemissionen (Parkinson et

¹ Konkret soll dazu die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 um 97,2 PJ pro Jahr gesteigert werden (Österreichische Volkspartei & Die Grünen, 2020).

al., 2019). Ebenso können selbst mit sehr teuren Abscheidungsanlagen bestenfalls rund 90% des entstehenden CO₂ abgeschieden werden (International Energy Agency, 2019). Blauer Wasserstoff kann daher nicht als klimaneutral angesehen werden. Das Freisetzen von Treibhausgasen bei der Nachnutzung des CO₂ (bei CCU) und mögliche Speicherlecks (bei CCS) reduzieren das Mitigationspotenzial von blauem Wasserstoff weiter.

	Erzeugung	CO₂-Intensität
Grauer Wasserstoff	Dampfreformation von Erdgas	CO ₂ wird direkt in die Atmosphäre entlassen.
Blauer Wasserstoff	Dampfreformation von Erdgas mit CO ₂ -Abscheidung und Speicherung	Emissionen bei Förderung und Transport von Erdgas. CO ₂ -Abscheidung nicht vollständig möglich. Mögliche Leckagen des Speichers.
Türkiser Wasserstoff	Pyrolyse von Erdgas	Emissionen bei Förderung und Transport von Erdgas. Bei Pyrolyse entsteht fester Kohlenstoff, der bei Nutzung wiederum CO ₂ freisetzen kann.
Gelber Wasserstoff	Elektrolyse von Wasser mit Strom aus Kernkraft	Emissionsneutral, falls die gesamte Wertschöpfungskette vom Bau des Kraftwerks über die Extraktion von Uran emissionsneutral ist.
Grüner Wasserstoff	Elektrolyse von Wasser mit erneuerbarem Strom	Emissionsneutral, falls die gesamte Wertschöpfungskette beim Bau des Kraftwerks emissionsneutral ist.
Biomethan	Fermentation oder Pyrolyse von Biomasse	Unter bestimmten Voraussetzungen emissionsneutral. Kann allerdings auch z.B. über Landnutzungsänderungen signifikante Emissionen zur Folge haben. Kann bei CO ₂ -Abscheidung zur aktiven Reduktion des atmosphärischen CO ₂ genutzt werden.

Tabelle 1: Überblick "Grüne Gase"

Ähnliche Probleme treten auch beim sogenannten „türkisen Wasserstoff“ auf, der durch die Pyrolyse von Erdgas erzeugt wird. Wie beim blauen Wasserstoff entstehen auch hier klimawirksame Treibhausgasemissionen bei der Förderung und beim Transport des Erdgases. Im Gegensatz zum blauen Wasserstoff fällt allerdings kein gasförmiges CO₂ an, sondern fester Kohlenstoff, der sich einfacher speichern ließe. Sollte der Kohlenstoff aus wirtschaftlichen Gründen allerdings weiter genutzt werden, entstünden weitere Kohlendioxidemissionen. Auch türkiser Wasserstoff kann daher nicht als klimaneutral angesehen werden.

„Grüne Gase“ können aber auch aus Biomasse, entweder über Fermentation in Biogasanlagen oder durch die Pyrolyse (Vergasung) fester Biomasse hergestellt werden. Durch Fermentation gewonnenes Biogas ist eine Mischung aus Methan, Kohlendioxid und weiteren Gasen. Die Zusammensetzung hängt vom eingesetzten Substratmix ab. Soll Biogas ins Gasnetz eingespeist werden, so muss der Biomethan-Anteil des Biogases durch die Biogasaufbereitung abgetrennt und gereinigt werden. Bei der Aufbereitung fällt auch ein CO₂-Strom an, der beispielsweise für die Methanisierung von elektrochemisch erzeugtem Wasserstoff verwendet werden kann. Die Nutzung solcher Synergieeffekte kann den Energieertrag von bioenergetisch genutzten Flächen erhöhen (Ramirez Camargo et al., 2021). Biogas aus holziger Biomasse wird vor allem durch Pyrolyse erzeugt. Dabei wird die eingesetzte Biomasse bei Temperaturen zwischen 350°C und 700°C thermo-chemisch in feste, flüssige und gasförmige Stoffgemische umgewandelt, die vielfältig weiterverwendet werden können. Das entstehende Pyrolysegas kann entweder direkt verbrannt oder weiter aufbereitet werden, um beispielsweise Wasserstoff zu produzieren.

Über chemische Verfahren können sowohl elektrochemisch erzeugter Wasserstoff also auch biogene Gase zu Methan und in möglichen weiteren Schritten auch zu flüssigen oder sogar festen Brenn- und Kraftstoffen weiterverarbeitet werden. Die Prozesse erfordern meist den Einsatz von Kohlenstoff, welcher in der Regel durch die Nutzung von Kohlendioxid (CO₂) bereitgestellt wird. Um dabei tatsächlich Treibhausgasneutralität zu erreichen, muss dieses Kohlendioxid aus der Atmosphäre stammen. Dazu kann das Kohlendioxid entweder direkt aus der Luft abgeschieden (direct air capture, DAC) oder aus biogenen Quellen, beispielsweise der Gasaufbereitung einer Biomethananlage, gewonnen werden.

Grüne Gase sind in vielen Fällen aber nicht alternativlos. Viele Prozesse können auch direkt elektrifiziert werden, um die Verbrennung von fossilen oder „grünen“ Energieträgern zu vermeiden. Je nach Anwendung können dabei beispielsweise Wärmepumpen, Elektromotoren oder Elektroöfen eingesetzt werden. Die Verwendung von elektrischer Energie ermöglicht sehr hohe Wirkungsgrade, die oftmals um ein Vielfaches größer sind als bei entsprechenden fossilen Technologien. Durch die Elektrifizierung, also die Nutzung von elektrischer Energie anstatt anderer Energieträger, kann der Primär- und Endenergiebedarf gegenüber der Nutzung Grüner Gase deutlich reduziert werden.

Im Folgenden geben wir zunächst einen Überblick über den zusätzlichen Bedarf an erneuerbaren Energien, der bei einer Dekarbonisierung Österreichs unter Beibehaltung des heutigen Aktivitätsniveaus entsteht. Da in vielen Sektoren sowohl elektrische Energie als auch gasförmige oder flüssige und feste erneuerbare Energieträger eingesetzt werden können, besteht eine Vielzahl an Möglichkeiten zur Minderung von Treibhausgasemissionen. Da eine Festlegung auf genau ein Szenario der zukünftigen Elektrifizierung und des Einsatzes Grüner Gase nicht zielführend ist, ermitteln wir den Bedarf an elektrischer Energie, Wasserstoff, grünem Methan und grünen flüssigen und festen Energieträgern für zwei Szenarien der Energieversorgung, welche den Möglichkeitsbereich breit abdecken. Die Szenarien „Grüne Gase“ und „Elektrifizierung“ werden im Abschnitt *Dekarbonisierung von Österreichs Endenergiebedarf durch Erneuerbare Energien* näher beschrieben.

Im zweiten Teil der Studie stellen wir dem geschätzten zusätzlichen Bedarf die vorhandenen Potenziale zur Erzeugung Grüner Gase, sowohl aus Biomasse als auch aus Strom, gegenüber. Dabei werten wir vier kürzlich veröffentlichte Studien zum Biomethanpotenzial aus, um theoretische und realisierbare Potenziale einschätzen zu können.

Im dritten Teil analysieren wir die inländische Flächennutzung zur Bedarfsdeckung und zeigen, dass der Flächenbedarf je nach Szenario sehr beträchtlich sein kann. Österreich wird daher voraussichtlich auch

in Zukunft auf Importe von Energie angewiesen sein. Wir diskutieren im vierten Teil daher die damit verbundenen Implikationen und ziehen im fünften Teil zentrale Schlüsse aus unserer Analyse.

Dekarbonisierung von Österreichs Endenergiebedarf durch Erneuerbare Energien

Nach dem Willen der Bundesregierung Kurz II soll Österreich bis 2040 klimaneutral werden (Österreichische Volkspartei & Die Grünen, 2020). Dies erfordert ein (fast) vollständiges Ende der Nutzung fossiler Energieträger in allen Sektoren der österreichischen Wirtschaft².

Im Jahr 2019 betrug der Endenergieverbrauch Österreichs 1.139 PJ (Statistik Austria, 2021a). Davon entfielen 649,1 PJ auf fossile Energieträger, die bei einer Dekarbonisierung ersetzt werden müssen. Darüber hinaus wurden zur Strom- und Fernwärmeerzeugung 148,3 PJ fossile Energieträger eingesetzt, während 90,0 PJ nichtenergetisch genutzt wurden. Insgesamt müssen für die Dekarbonisierung Österreichs 887,4 PJ fossile Energie durch klimaneutrale Alternativen ersetzt werden.

Da fossile Energien auf vielfältige Weise eingespart werden können, untersuchen wir beispielhaft zwei Szenarien zur Klimaneutralität in Österreich. Im Szenario „Grüne Gase“ werden grüner Wasserstoff und grünes Methan umfassend eingesetzt, insbesondere zur Raumklimatisierung der Gebäude, zur Dampferzeugung und in Industrieöfen des produzierenden Bereichs sowie im Verkehr zum Antrieb von Nutzfahrzeugen. Dem gegenüber steht das Szenario „Elektrifizierung“, in dem der Energiebedarf so weit wie möglich durch elektrische Energie gedeckt wird. Allerdings verbleibt auch in diesem Szenario ein Restbedarf an „Grünen Energieträgern“, vor allem zur stofflichen Nutzung in der Stahl- und Chemieindustrie und zum Antrieb schwerer Nutzfahrzeuge.

Ausgangspunkt unserer Szenario-Analyse sind die Nutzenergieanalyse und die Energiebilanz Österreichs für das Jahr 2019, welche von der Statistik Austria veröffentlicht werden (Gollner, 2020a, 2020b). Die Dekarbonisierungspotenziale der Industrie entnehmen wir der IndustRies-Studie (Geyer et al., 2019), wobei das vorrangig auf biogene Energieträger setzende „Effizienz“-Szenario unserem Szenario „Grüne Gase“ unterliegt, während unser Szenario „Elektrifizierung“ das „Umbruch“-Szenario heranzieht, in dem Grüne Gase weitgehend durch Strom ersetzt werden. Bei der Abschätzung der Möglichkeiten zur Reduktion des Endenergiebedarfs in den anderen Sektoren orientieren wir uns an der von Krutzler u. a. (2016) implizierten Steigerung der Endenergieeffizienz in 2050.

Unter diesen Annahmen schätzen wir den zusätzlichen Endenergiebedarf auf 383,1 PJ im Szenario „Elektrifizierung“ und 452,3 PJ im Szenario „Grüne Gase“. In beiden Szenarien besteht ein Bedarf von 39,1 PJ elektrischer Energie und 52,6 PJ Wasserstoff, der durch die Umstellung der Stahlerzeugung von einer Kohle-basierenden Hochofenroute auf eine Wasserstoff-basierte Route hervorgerufen wird. Sollte die Stahlerzeugung nicht mehr in Österreich erfolgen, so würde sich der zusätzliche Bedarf an Wasserstoff mehr als halbieren und der zusätzliche Strombedarf um etwa ein Viertel bis ein Drittel zurückgehen.

² Im Prinzip können unter „Klimaneutralität“ CO₂-Emissionen aus der Nutzung von fossilen Energieträgern durch negative Emissionen ausgeglichen werden. Dazu zählen z.B. Aufforstungsmaßnahmen oder die großtechnische Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre. Das Potential für solche Maßnahmen ist allerdings höchst unsicher und wahrscheinlich gering.

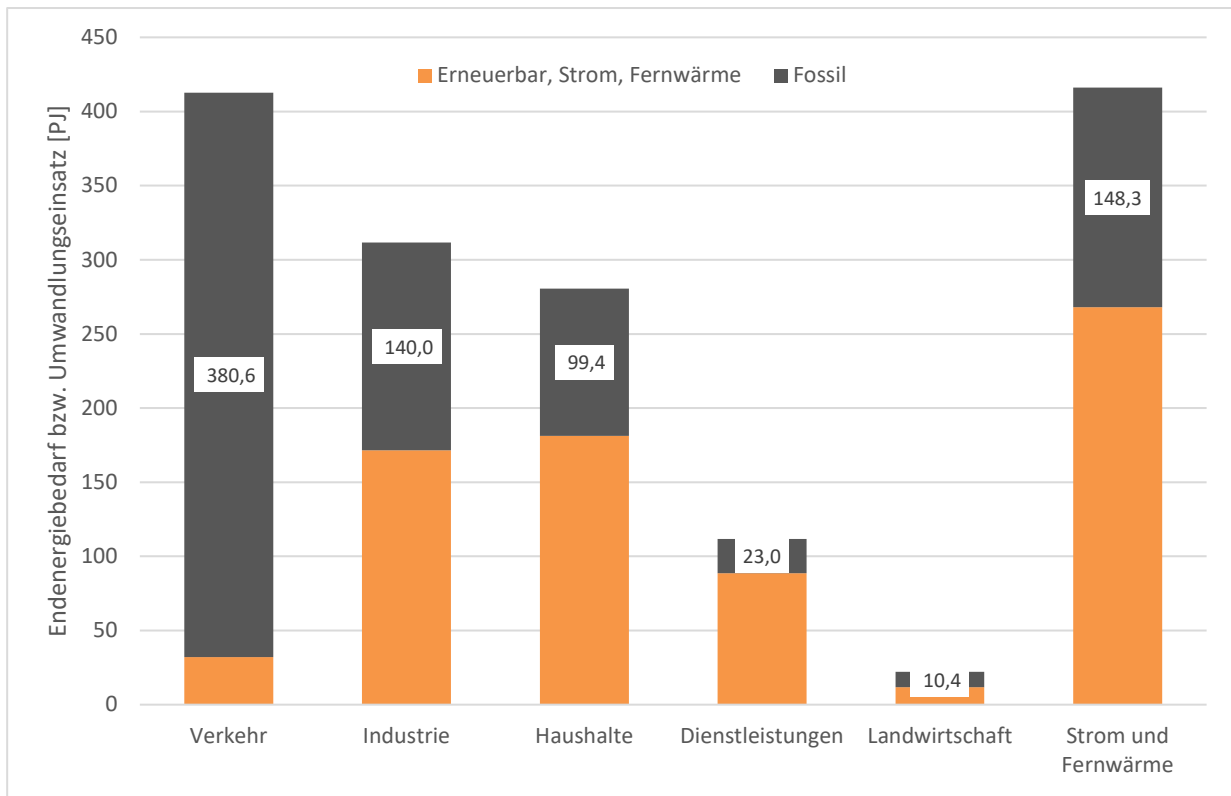


Abbildung 1: Nutzung fossiler Energien in Österreich nach Sektoren, 2019

Zur Dekarbonisierung der in der Energiebilanz abgebildeten stofflichen Nutzung von Naphtha, einem Raffinerieerzeugnis, das als Ausgangsstoff vor allem zur Erzeugung von Polyethylen (PE) und Polypropylen (PP) in der chemischen Industrie genutzt wird, gibt es eine Vielzahl an denkbaren Möglichkeiten. Dazu gehören unter anderem die Reduktion des Kunststoffverbrauchs, die Nutzung von alternativen Kunststoffen, oder die Veränderung der zur Plastikerzeugung genutzten Grundstoffe. In unseren Szenarien nehmen wir an, dass die bestehenden PP- und PE-Produktionskapazitäten zukünftig durch eine Kombination eines Methanol-to-Olefins-Prozesses und der Dehydratisierung von Ethanol ausgelastet werden. Dies hätte den Vorteil, dass derzeit noch im Verkehrssektor eingesetzte Ethanol-Mengen genutzt werden könnten, was den zusätzlichen Endenergiebedarf reduziert. Weitere Teile der nicht-energetische Nutzung entfallen überwiegend auf Bitumen, aber auch auf Schmiermittel und sonstige Einsatzzwecke. Da konkrete Alternativen, wie beispielsweise biogener Bitumen, von einem Einsatz im industriellen Maßstab weit entfernt sind, bilanzieren wir diesen Bedarf mit seinem heutigen Energiegehalt unter „Grüne Kraftstoffe“.

Im Verkehrssektor gehen wir davon aus, dass der motorisierte Individualverkehr vollständig batterieelektrisch angetrieben wird. Im Szenario „Elektrifizierung“ sind auch die leichten Nutzfahrzeuge elektrifiziert, während im Szenario „Grüne Gase“ Wasserstoff zum Einsatz kommt. Der Endenergiebedarf des schweren Nutzverkehrs wird in allen Szenarien durch Wasserstoff gedeckt. Da im Flugverkehr nach Herstellerangaben auch längerfristig nicht mit dem Einsatz von gasförmigen Energieträgern oder Batterien zu rechnen ist (Hepher & Frost, 2021), wird der Endenergiebedarf über flüssige Kraftstoffe gedeckt. Ein Teil des Bedarfs wird dabei durch bisher im Straßenverkehr genutzte biogene, flüssige Kraftstoffe gedeckt. Der Substitutionsbedarf im sonstigen Verkehr (Eisenbahn, Binnenschifffahrt) ist mit 2,1 PJ vergleichsweise gering und wird über flüssige biogene Kraftstoffe gedeckt.

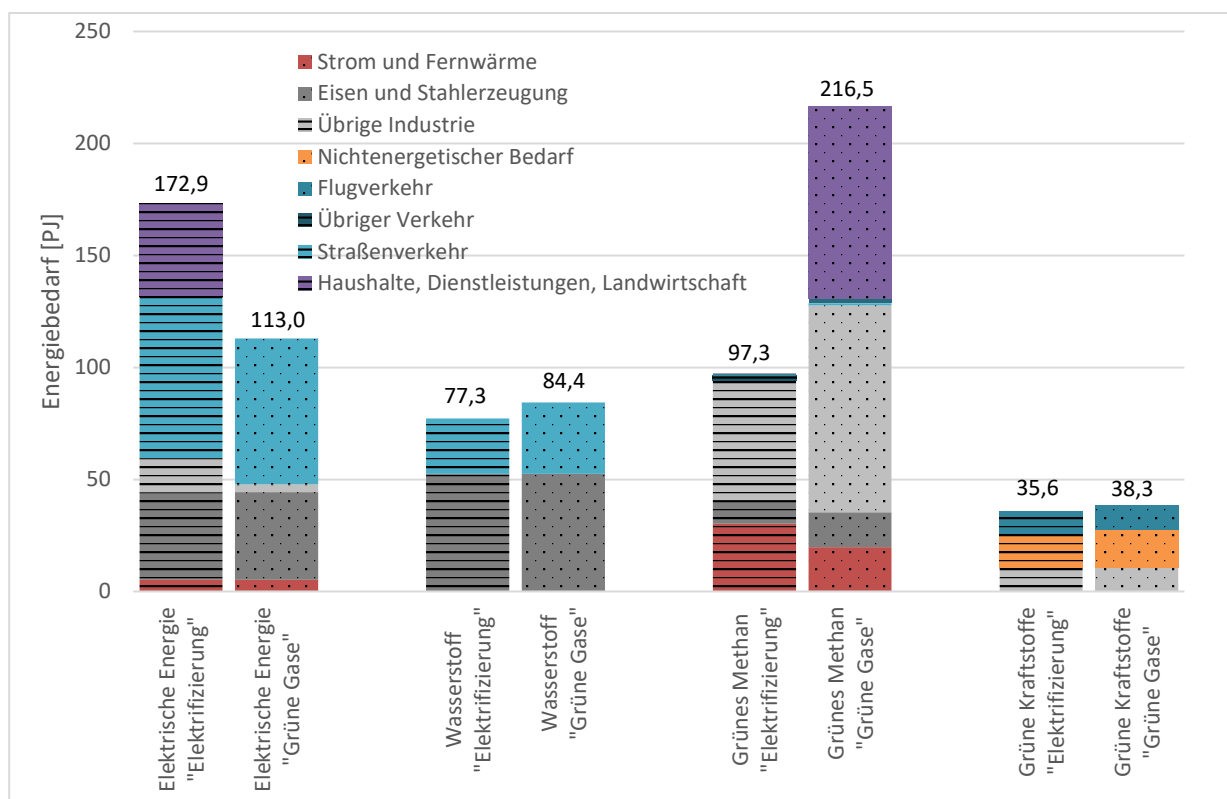


Abbildung 2: Zusätzlicher Energiebedarf nach Energieträgern und Sektoren in den Szenarien "Elektrifizierung" (strichliert) und "Grüne Gase" (gepunktet)

Der weit überwiegende Teil des zu dekarbonisierenden Endenergiebedarfs der Sektoren „Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft“ entfällt auf die Gebäudeklimatisierung und Warmwasserbereitung. Im „Elektrifizierung“-Szenario wurde dieser Bedarf über den Einsatz von Wärmepumpen vollständig auf elektrische Energie umgestellt, während im Szenario „Grüne Gase“ stattdessen Grünes Methan eingesetzt wird.

Aus diesen Szenario-Annahmen ergibt sich ein zusätzlicher Strombedarf von 172,8 PJ („Elektrifizierung“) beziehungsweise 113,0 PJ („Grüne Gase“). Entsprechend der politischen Zielsetzungen gehen wir davon aus, dass die Stromaufbringung bilanziell dem Strombedarf entspricht. Darüber hinaus nehmen wir an, dass die Aufbringung zu etwa 80% durch Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik erfolgt. Die übrige Stromerzeugung erfolgt durch Pumpspeicherkraftwerke und Reservoirs (zusammen 51,1 PJ) und durch mit Grünem Methan gefeuerte thermische Kraftwerke. Der Einsatz steuerbarer Kraftwerke ist notwendig, um sowohl kurzfristige als auch saisonale Schwankungen der dargebotsabhängigen Stromerzeugung auszugleichen. Dadurch ergibt sich ein Bedarf an Grünem Methan von 30,3 PJ im Szenario „Elektrifizierung“ bzw. von 19,8 PJ im Szenario „Grüne Gase“. Gemeinsam mit einem forcierten Ausbau der Geothermie und der verstärkten Nutzung bestehender Abwärmepotenziale durch den Einsatz von Wärmepumpen sind diese Mengen an Grünem Methan bei Einsatz in hocheffizienten KWK-Anlagen ausreichend, um den Fernwärme-Bedarf zu decken.

Insgesamt besteht **damit im Szenario „Grüne Gase“ ein Bedarf an gasförmigen grünen Energieträgern von 300,9 PJ**. Bei alternativer Elektrifizierung, d.h. der vorwiegenden Deckung des Energiebedarfs durch Elektrizität – und hier insbesondere der Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen – sinkt der **Bedarf an Grünen Gasen im Szenario „Elektrifizierung“ um nahezu die Hälfte auf 174,6 PJ**.

Im Szenario „Grüne Gase“ bleibt der Gaseinsatz gegenüber dem Bruttoinlandsverbrauch von Erdgas im Jahr 2019 (305,6 PJ) weitgehend unverändert. Die Auslastung der Gasnetzinfrastruktur könnte damit auf relativ hohem Niveau bleiben, wenngleich Wasserstoff, insbesondere für die Stahlerzeugung, am Ort des Verbrauchs erzeugt werden könnte. Im Szenario „Elektrifizierung“ sinkt die Auslastung der Gasnetze, zumindest auf der Ebene der Verteilnetze, deutlich. Da die Kosten der Netzinfrastruktur nicht in gleichem Maße wie die Auslastung zurückgehen, ist davon auszugehen, dass die von den Kunden zu tragenden spezifischen Kosten des Gasverbrauchs deutlich ansteigen, falls die Netzinfrastruktur nicht an den reduzierten Bedarf angepasst werden. Bei den Stromnetzen besteht dagegen ein, abhängig vom Szenario, teils erheblicher Ausbaubedarf. Bei einer Simulation des industriellen Strombedarfs im Szenario „Elektrifizierung“ ermitteln Geyer u. a. (2019) eine Spitzenlast von 14,6 GW, was einem Anstieg von rund 40% gegenüber der heutigen Spitzenlast entspricht. Allerdings gehen Geyer u. a. dabei von zahlreichen vereinfachenden Annahmen aus. Die Analyse basiert auf synthetischen Lastprofilen des gegenwärtigen industriellen Stromverbrauchs und berücksichtigt weder allfällige saisonalen Effekte noch Lastverschiebungspotenziale. Zudem wird angenommen, dass der industrielle Wasserstoffbedarf gänzlich durch Elektrolyse im Inland gedeckt wird.

Angesichts des zu erwartenden Umbruchs ist eine vorausschauende, integrierte Planung der Strom- und Gasnetzinfrastrukturen daher unerlässlich, um Kosten für die Verbraucher gering zu halten und Beschäftigung zu sichern.

Potenziale für „Grüne Gase“

Grüne Gase können sowohl durch Fermentation oder Vergasung von Biomasse als auch elektrochemisch erzeugt werden (siehe *Einleitung*). Im Folgenden werten wir zunächst einige jüngere Studien zu den in Österreich bestehenden Potenzialen zur Erzeugung von Grünen Gasen aus Biomasse aus. Tabelle 2 zeigt der wissenschaftlichen Literatur entnommene Potenzialdefinitionen für Bioenergie.

Potenzial-Kategorie	Beschreibung
Theoretisches Potenzial	Maximal Menge an Biomasse, die innerhalb bio-physikalischer Grenzen gewonnen werden kann. Für Reststoffe und Abfälle entspricht dies der gesamten anfallenden Menge
Technisches Potenzial	Der Teil des theoretischen Potenzials, der mit bestehenden technischen Möglichkeiten und unter Berücksichtigung räumlicher Beschränkungen (z.B. durch Landnutzungskonkurrenz) verfügbar ist.
Ökologisch nachhaltiges Potenzial	Der Teil des technischen Potenzials, der unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeits-Aspekten wie Naturschutz, Bodenerhaltung und Erhaltung der Biodiversität verfügbar ist.
Marktpotenzial	Der Teil des technischen Potenzials, der unter gegebenen Rahmenbedingungen (wie z.B. einem CO ₂ -Preis) zumindest kostendeckend vermarktet werden kann.
Umsetzbares Potenzial	Der Teil des wirtschaftlichen Potenzials, der in einem bestimmten Zeitraum unter gegebenen politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen tatsächlich umgesetzt werden kann.

Tabelle 2: Klassifizierung von Bioenergie-Potenzialen nach Batidzirai, Smeets, und Faaij (2012)

Auf Basis unserer Auswertung schätzen wir das vorhandene theoretische Potenzial zur Erzeugung von Grünem Methan aus Biomasse auf 115,0 PJ pro Jahr. Allerdings lässt sich nur ein geringer Teil des theoretischen Potenzials tatsächlich realisieren. Aus ökologischen Gründen sollten für die Erzeugung von Grünen Gasen ausschließlich Reststoffe genutzt werden. Dadurch reduziert sich das nachhaltig realisierbare Potenzial Grüner Gase weiter. Auf der Basis grober Abschätzungen ist zu vermuten, dass das **realisierbare Potenzial für Grüne Gase aus Biomasse unter 50,0 PJ im Jahr liegt**. Alternativ können Grüne Gase (Wasserstoff oder Methan) auch durch die Elektrolyse von Wasser und gegebenenfalls anschließende Methanisierung erzeugt werden. Allerdings ist auch in Zukunft nicht davon auszugehen, dass sogenannter „Überschussstrom“ in nennenswerten Mengen zur elektrochemischen Erzeugung von Grünen Gasen verfügbar ist. Daher müsste der zusätzliche Bedarf an Wasserstoff oder synthetischem Methan entweder durch zusätzlich installierte Kapazitäten zur Stromerzeugung oder durch Importe gedeckt werden.

Grüne Gase aus Biomasse

Potenziale zur Biomassennutzung für die Herstellung Grüner Gase können unterteilt werden in Waldbiomasse, Landwirtschaftliche Biomasse, Reststoffe der Landwirtschaft und weitere Abfälle. Abbildung 3 zeigt die weitere Untergliederung, die in der Literatur vorgenommen wurde.

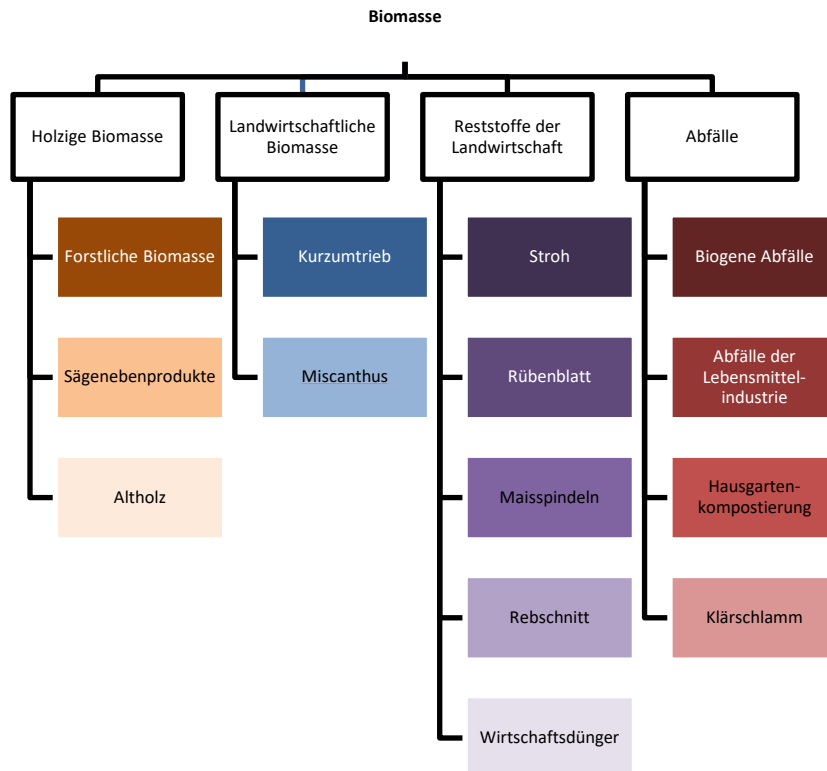


Abbildung 3: Biomassepotenziale für die Energetische Nutzung (angelehnt an Bacovsky und Matschegg (2019))

Zur Abschätzung der Potenziale zur Erzeugung von Grünen Gasen aus Biomasse wurden Studien von Dißauer, Rehling, und Strasser (2019); Lindorfer u. a. (2017); Stürmer (2020); Bacovsky und Matschegg (2019) ausgewertet, wobei einzig die Studie von Stürmer (2020) in einem peer-reviewten akademischen Journal veröffentlicht wurde. Sowohl Lindorfer u. a. (2017) als auch Stürmer (2020) erheben theoretische Potenziale (siehe Tabelle 2). Dißauer, Rehling, und Strasser (2019) weisen ein „realistisches theoretisches Potenzial“ aus, während Bacovsky und Matschegg (2019) die erhobenen Potenziale nicht näher klassifizieren. Allerdings werden für einige Substrate mögliche Konkurrenznutzungen berücksichtigt, für andere Substrate dagegen nicht. Zudem erheben Bacovsky und Matschegg (2019) Bioenergiepotenziale, die für einige Substrate als Bandbreiten angegeben werden. Daher wurden die entsprechenden Biomethanpotenziale mit Hilfe der von Dißauer, Rehling, und Strasser (2019) verwendeten Methode über den Mittelwert der genannten Bandbreiten abgeleitet. Allerdings muss angemerkt werden, dass der Einsatz holziger Biomasse zur Erzeugung energetisch genutzten Methans gegenüber einer direkten thermischen Nutzung der Biomasse wesentlich teurer und ineffizienter ist. Daher wäre die direkte Nutzung der Potenziale holziger Biomasse zur Erzeugung von Strom und Fernwärme anzudenken.

Tabelle 3 stellt die in den Studien erhobenen Potenziale gegenüber. Um die Vergleichbarkeit mit dem in Kapitel *Dekarbonisierung von Österreichs Endenergiebedarf durch Erneuerbare Energien* dargestellten Bedarf zu gewährleisten, wurden alle Größen in PJ/a umgerechnet. Geringe Abweichungen können sich durch Rundung ergeben. Durch die unklaren unterliegenden Potenzial-Klassifikationen, divergierende Betrachtungszeiträume sowie Unterschiede in den von den Autoren gewählten Datenbasis und Methoden besteht eine hohe Unsicherheit hinsichtlich des theoretischen Biomethanpotenzials in Österreich.

	Dißauer, Rehling, und Strasser (2019)	Lindorfer u. a. (2017)	Stürmer (2020)	Bacovsky und Matschegg (2019)
	Realistisches Theoretisches Potenzial, 2050	Theoretisches Potenzial, 2050	Theoretisches Potenzial	Potenzial, 2030 ³
PJ/a CH4				
Forstliche Biomasse	22,0	--	--	5,0
Sägenebenprodukte	13,7	--	--	6,5
Altholz	3,6	--	--	4,3
Kurzumtrieb	13,3	--	--	9
Miscanthus	15,1	--	--	0,7
Stroh	44,6	11,5	--	11,5
davon Getreidestroh	16,6	6,1	30,2	--
davon Mais- und Rapsstroh	28,1	5,4	--	--
Rübenblatt	1,8	1,4	1,1	--
Maisspindel	2,9	--	--	1,4
Rebschnitt	0,4	--	--	--
Wirtschaftsdünger	47,9	6,8	22,3	3,6
Biogene Abfälle	4,3	16,2	--	2,2
Abfälle der Lebensmittelindustrie	--	11,2	--	--
Hausgarten-kompostierung	--	11,5	--	--
Klärschlamm	2,2	4,0	--	1,1
Gesamt	194,5	74,1	53,6	45,3

Tabelle 3: Vergleich von Methanertragungspotenzialen

Selbst für identische Substrate bestehen teils gravierende Unterschiede in den Abschätzungen. Für Getreidestroh oder Wirtschaftsdünger weichen selbst eindeutig als theoretische Potenziale deklarierte Schätzungen um den Faktor 5- bzw. 7 voneinander ab. Bei einem Vergleich aller sowohl von Dißauer, Rehling, und Strasser (2019) als auch von Lindorfer u. a. (2017) bewerteten Substrate ergibt sich eine Abweichung von mehr als dem Doppelten des von Lindorfer u. a. (2017) abgeschätzten Potenzials. Dies unterstreicht nochmals, wie groß die bei den vorliegenden Potenzialerhebungen bestehenden Unsicherheiten sind. Um eine gegenüber einzelnen Abweichungen möglichst robuste Abschätzung des theoretischen Biomethanpotenzials zu erhalten, ermitteln wir für jede Substratkategorie den Median. In Summe über die in Tabelle 3 dargestellten Substrate beträgt das so ermittelte theoretische Methanertragungspotenzial 115,0 PJ im Jahr. Im Minimum beträgt das theoretischen Methanertragungspotenzial jährlich 68,1 PJ, im Maximum 208,9 PJ. Allerdings wurde das theoretische Potenzial einiger Abfälle zur energetischen Nutzung nur von Lindorfer u. a. (2017) erhoben. Eine weitere Validierung dieser Potenziale von zusammen 22,7 PJ pro Jahr war daher nicht möglich.

³ Bacovsky und Matschegg (2019) geben keine nähere Klassifikation (siehe Tabelle 2) des Potenzials an.

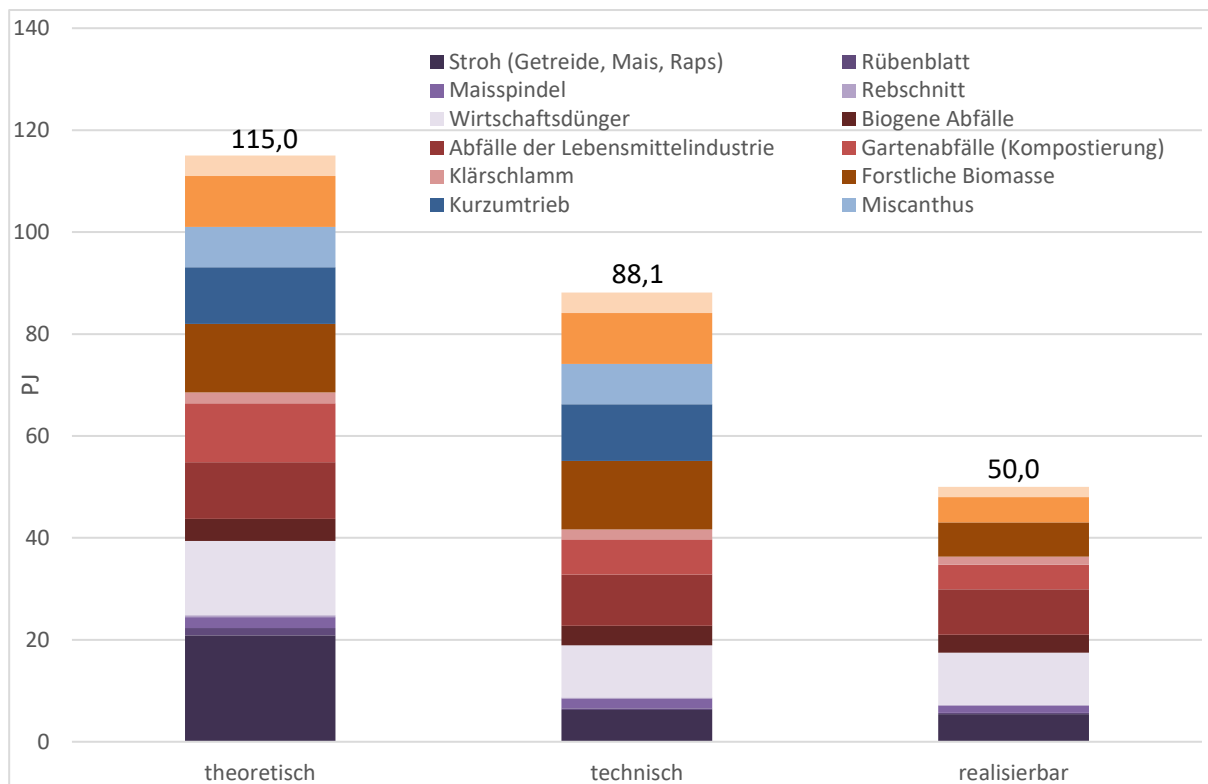


Abbildung 4: Theoretisches, technisches und realisierbares Biomethanpotenzial in Österreich (Eigene Auswertung von Dißbauer, Rehling, und Strasser (2019); Lindorfer u.a. (2017); Bacovsky und Matschegg (2019); Baumann u.a. (2021))

Das erhobene theoretische Potenzial spiegelt die unter Einhaltung bio-physikalischer Gesetzmäßigkeiten größten denkbaren Erzeugungsmengen wider. Solche theoretische Potenziale übersteigen technische Potenziale, Marktpotenziale oder umsetzbare Potenziale meist deutlich, da keinerlei technische, ökologische oder ökonomische Einschränkungen der Nutzung berücksichtigt werden.

Von den hier ausgewerteten Studien gibt nur Stürmer (2020) auch ein technisches Potenzial an, welches technische Mindestanforderungen an den Substratmix sowie ein Mindestaufkommen von Substraten in einem Gebiet berücksichtigt. Dadurch verringert sich das theoretische Potenzial um rund ein Viertel. Wird darüber hinaus auch die Möglichkeit zur Einspeisung in bestehende Gasnetze berücksichtigt, so reduziert sich das theoretische Potenzial zur Biogaserzeugung aus landwirtschaftlichen Reststoffen um insgesamt 54% auf 26,6 PJ jährlich. Es muss daher davon ausgegangen werden, dass das technische und das umsetzbare Potenzial zur Erzeugung von Grünen Gasen aus Biomasse wesentlich geringer sind als in Tabelle 3 dargestellt. Baumann u. a. (2021) geben Substrat-spezifische Faktoren zur Abschätzung des technischen und des „realisierbaren“ Potenzials an. **Werden diese Faktoren auf den Median des theoretischen Biomethan-Potenzials angewendet⁴, so ergibt sich ein „realisierbares Potenzial“ von 50,0 PJ (13,9 TWh) im Jahr.** Dies berücksichtigt allerdings die von Stürmer (2020) untersuchte technische Möglichkeit zur Netzeinspeisung nicht. Daher ist anzunehmen, dass **ein tatsächlich umsetzbares Potenzial nochmals geringer** ist. Baumann u. a. (2021) schätzen das realisierbare Biomethan-Potenzial auf jährlich 72 PJ (20,0 TWh). Auch hier wurde die Möglichkeit zur Netzeinspeisung nicht näher betrachtet, d.h. das tatsächlich umsetzbare Potenzial muss als geringer angesehen werden.

⁴ Für einige relevante Substrate wie z.B. Maisstroh oder Abfälle der Lebensmittelindustrie wurden keine Faktoren genannt. In diesen Fällen wird der Faktor des ähnlichsten Substrats herangezogen.

Nachhaltigkeit Grüner Gase aus Biomasse

Der überwiegende Teil des erhobenen Potenzials zur Erzeugung von Grünen Gasen aus Biomasse basiert auf Reststoffen der Land- und Forstwirtschaft und der Lebensmittelverarbeitung sowie kommunalen Reststoffen. Die Nutzung dieser Reststoffe kann als nachhaltig angesehen werden, sofern die betreffenden Nährstoffkreisläufe geschlossen bleiben. Die vermehrte Verwendung von Reststoffen aus der Forst- und Landwirtschaft kann zum Abbau von natürlichen Kohlenstoffspeichern (Monforti et al., 2015; Schlamadinger et al., 1995) und zum Verlust von Biodiversität, vor allem im Forst (Bowyer et al., 2020; Ranius et al., 2018), führen. Der Zeitverlauf der Intensivierung der Forstnutzung ist hier relevant: über lange Zeiträume kann eine erhöhte Intensivierung positivere Effekte haben als über kurze Zeiträume. Das bedeutet allerdings, CO₂-Einsparungen in die Zukunft zu verschieben (Schlamadinger et al., 1995). Dies ist für die Erreichung von Klimaneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts allerdings hinderlich.

Die energetische Verwendung von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen unter Ausbringung der nach der Vergärung entstandenen residualen Nährstoffe auf die landwirtschaftlichen Flächen ist ökologisch positiv zu bewerten, falls die Qualitätssicherung bei der Ausbringung der Nährstoffe gesichert ist (Sedy et al., 2019). Allerdings sind mit der Verwendung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen große logistische Herausforderungen verbunden. Die ausgewiesenen Potentiale für Reststoffe aus Land- und Forstwirtschaft haben außerdem möglicherweise bereits jetzt eine Verwendung im Wirtschaftskreislauf (Stroh als Einstreu, stoffliche Verwertung von holziger Biomasse etc.). Eine vermehrte energetische Verwertung ist in den meisten Fällen daher nicht möglich - oder hätte negative Folgen auf den Kohlenstoffhaushalt insgesamt. Der dezidierte Anbau von Biomasse auf agrarischen Flächen zur energetischen Verwendung hat eine enorm hohe Flächenintensität zur Folge, besonders verglichen mit der Erzeugung von Strom, aber auch Kraftstoffen, aus erneuerbaren Energien – siehe dazu auch den Abschnitt *Flächenbedarf Grüner Gase*. Eine vermehrte Verwendung von dezidiertem Biomasse ist daher abzulehnen, um den Wettbewerb mit der Futter- und Lebensmittelproduktion und negative Konsequenzen durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen zu minimieren.

Das ausgewiesene theoretische Potenzial umfasst allerdings auch Biomasse aus Kurzumtrieb (im Median 11,1 PJ) und Energiegräser (Miscanthus, im Median 7,9 PJ), die auf eigenen Flächen angebaut werden müssen. Die damit einhergehenden Landnutzungsänderungen können zu Lasten der Lebensmittelproduktion gehen (Havlík et al., 2011) und die Funktion als THG-Senke mindern.

Elektrochemisch Erzeugte Grüne Gase

Neben der Erzeugung auf der Grundlage von Biomasse können „Grüne Gase“ auch durch die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von Strom aus Erneuerbaren Quellen erzeugt werden. Wie in Abschnitt *Nachhaltigkeit Grüner Gase aus Biomasse* dargelegt, ist die energetische Nutzung von Biomasse problematisch. Darüber hinaus ist die Flächeneffizienz der elektrochemischen Erzeugung Grüner Gase gegenüber der Erzeugung aus Biomasse je nach Stromerzeugungstechnologie und Biogas-Substrat signifikant höher (vgl. Abschnitt *Flächenbedarf Grüner Gase*). Sollen Grüne Gase in größerem Umfang als im Inland erzeugt werden, ist die elektrochemische Erzeugung daher sinnvoll.

Die Erzeugung größerer Mengen von Wasserstoff einzig aus sogenanntem „Überschussstrom“ – also Strom, der keine andere Verwendung hat – kann aus ökonomischen Gründen nahezu ausgeschlossen werden. Relevante Mengen an „Überschussstrom“ fallen nur in Stromsystemen an, deren Flexibilitäten (z.B. durch internationalen Stromhandel, Sektorkopplung oder Speicher) im Vergleich zur installierten Leistung von volatilen Erneuerbaren Energieerzeugern deutlich unterdimensioniert wären. Allerdings

besitzt Österreich, durch die Integration in das Europäische Stromsystem, seine großen Wasserspeicher und die stetig vorangetriebene Kopplung mit dem Wärmesektor bereits heute erhebliche Flexibilitätspotenziale. Die Förderung beispielsweise von Batteriespeichern und elektrisch betriebenen Wärmepumpen erhöht diese Flexibilitäten weiter. Es ist daher davon auszugehen, dass die Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen auch bei einem weiteren Ausbau der volatilen Erneuerbaren Stromerzeugung längerfristig nicht drastisch zunehmen wird.

Anlagen zur Erzeugung von Grünen Gasen erfordern große Investitionen. Diese können sich nur bei ausreichend hoher Auslastung der Anlagen amortisieren. **Der ausschließliche Betrieb von Elektrolyseuren mit den auch in Zukunft zu erwartenden geringen Mengen von „Überschussstrom“ ist daher wirtschaftlich nicht darstellbar.**

Sollen signifikante Mengen von Grünen Gasen oder synthetischen Kraftstoffen im Inland erzeugt werden, so müssen zusätzliche Photovoltaik- oder Windkraft-Kapazitäten installiert werden. Die Potenziale für die inländische Produktion von Grünen Gasen sind vor allem durch Einschränkungen der Möglichkeit des Ausbaus Erneuerbarer Energien, insbesondere auch der verfügbaren Flächen, beschränkt. Die Erzeugung von Grünen Gasen erfordert wegen der Umwandlungsverluste aber mehr Energie (und damit mehr installierte Anlagen) als eine direkte Anwendung elektrischer Energie. Sofern Grüne Gase keine zusätzlichen Funktionen erfüllen müssen, ist daher eine direkte Elektrifizierung vorzuziehen, da diese sowohl kostengünstiger als auch landschonender im Vergleich zum großflächigen Einsatz von Grünem Gas ist.

Möglichkeiten zur Bedarfsdeckung durch inländische Ressourcen

Stellt man das im Abschnitt *Potenziale für „Grüne Gase“* erhobene inländische realisierbare Potenzial zur Erzeugung von Grünem Methan aus Reststoffen dem zu erwartenden zusätzlichen Bedarf an Grünen Gasen gegenüber (siehe Abschnitt *Dekarbonisierung von Österreichs Endenergiebedarf durch Erneuerbare Energien*), so zeigt sich eine erhebliche Deckungslücke, insbesondere im Szenario „Grüne Gase“. In diesem Szenario müssen jedes Jahr gasförmige Energieträger im Umfang von 302,2 PJ und weitere 37,7 PJ flüssige oder feste CO₂-freie Energieträger auf zusätzlichen inländischen Flächen erzeugt oder importiert werden. Würde der Bedarf stattdessen weitreichend elektrifiziert, so könnte sich die Deckungslücke bei Grünen Gasen auf jährlich 175,6 PJ reduzieren. Dazu kommt ein ebenfalls niedrigerer Bedarf von 35 PJ an flüssigen oder festen grünen Energieträgern.

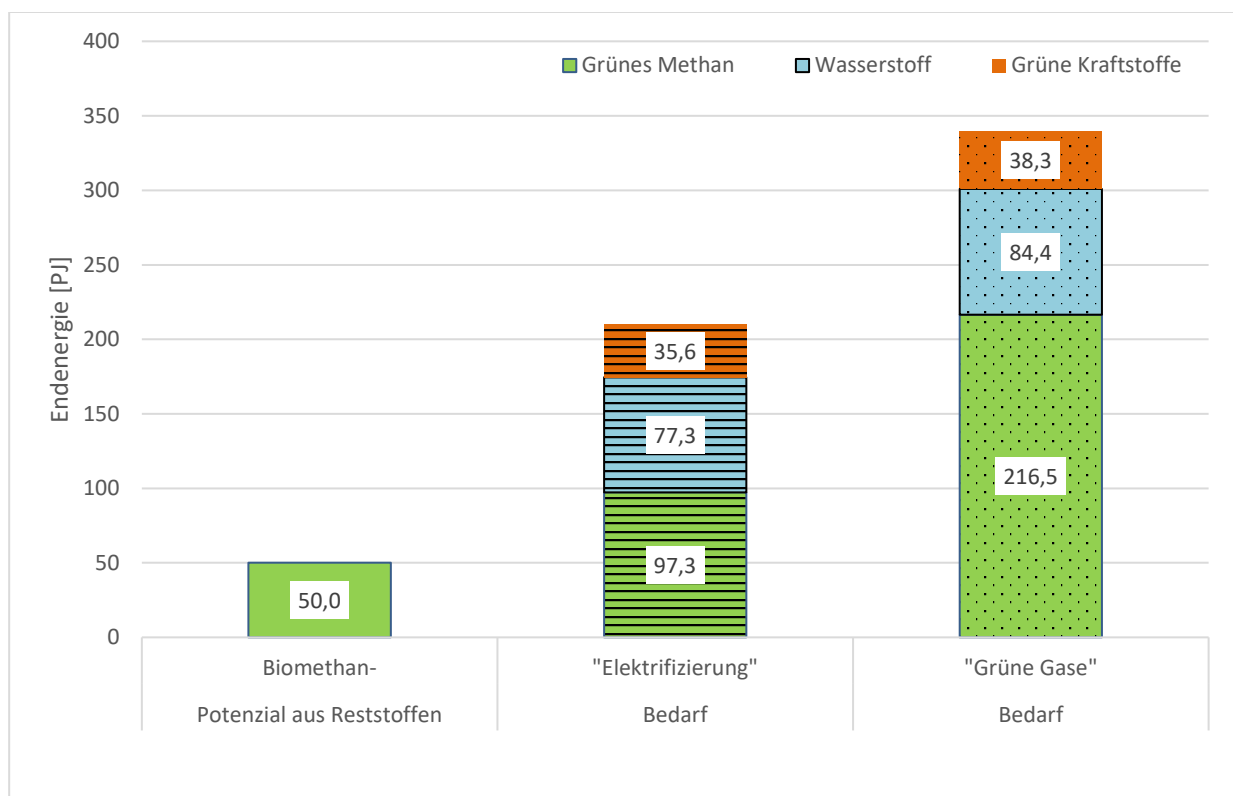


Abbildung 5: Potenzial zur Aufbringung von Grünem Methan und Bedarf an Grünen Energieträgern zur Dekarbonisierung Österreichs

Allein der Verzicht auf den Einsatz von Grünen Gasen für die Klimatisierung von Gebäuden und die Warmwasserbereitung und ihren Ersatz durch elektrisch betriebene, hocheffiziente Wärmepumpen kann die Deckungslücke bei Grünen Energieträgern um 60,9 PJ verringern. Weitere Potenziale zur Reduktion des Bedarfs an Grünen Gasen bestehen in der Elektrifizierung von Bussen, leichten und – soweit möglich – schweren Nutzfahrzeugen sowie von Nieder- und Hochtemperatur-Prozessen der Industrie. Allerdings besteht selbst bei weitreichender Elektrifizierung der Dampferzeugung und der Industrieöfen ein erheblicher industrieller Bedarf an Grünen Gasen, unter anderem zur nichtenergetischen Nutzung in der Stahlerzeugung und der chemischen Industrie. In diesen Bereichen bestehen kaum Alternativen zum Einsatz Grüner Energieträger.

Flächenbedarf Grüner Gase

Die Verfügbarkeit von Grünen Gasen aus Reststoffen ist stark begrenzt (vgl. Abschnitt *Grüne Gase aus Biomasse*). Um zusätzliche Mengen von Grünen Gasen im Inland zu erzeugen, müssen Flächen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Quellen (elektrochemische Route) oder zum Anbau von Biomasse (biogene Route) verwendet werden. Soll vollständig auf Importe von Grünen Energieträgern verzichtet werden, so müssten die in Abbildung 6 dargestellten Flächen dafür verwendet werden.

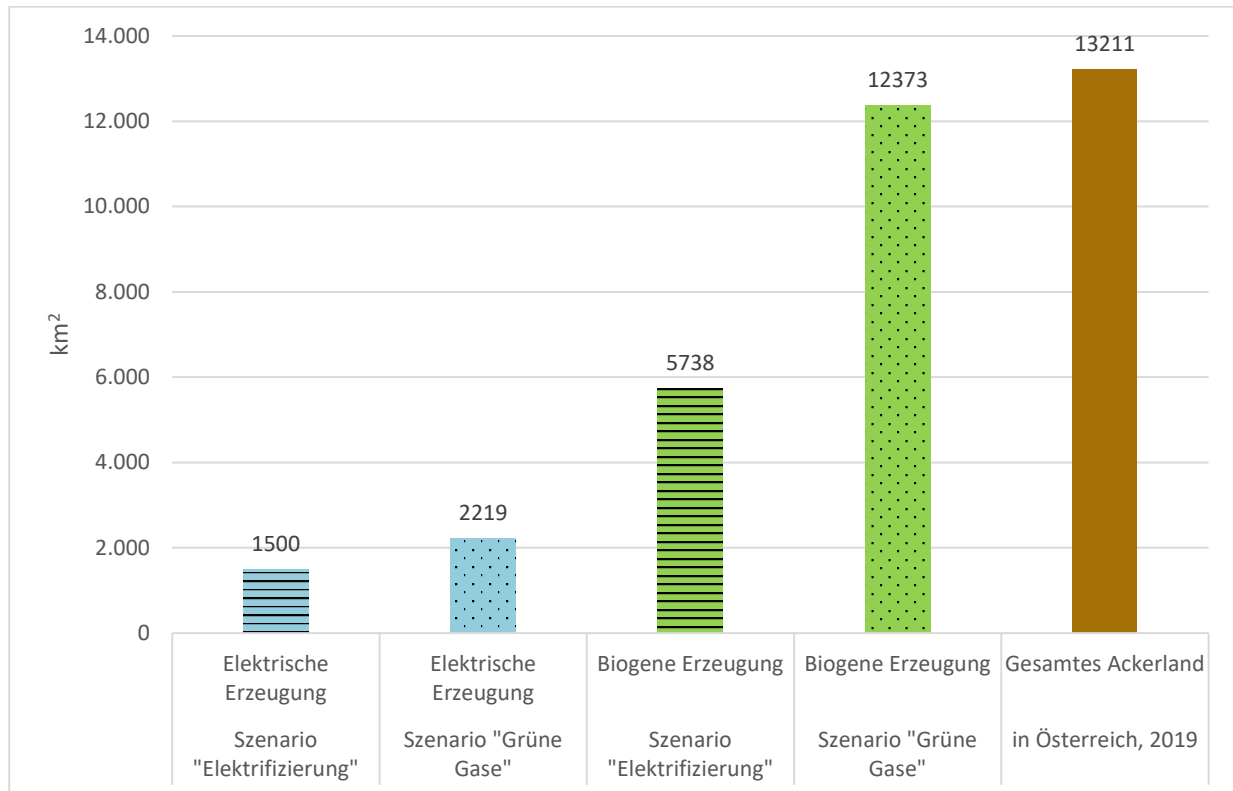


Abbildung 6: Zusätzlicher Flächenbedarf für die vollständige inländische Erzeugung von Grünen Energieträgern in den Szenarien "Elektrifizierung" (strichliert) und "Grüne Gase" (gepunktet) bei elektrischer und biogener Energieerzeugung

Zur Bestimmung des Flächenbedarfs nehmen wir an, dass das gesamte bestehende technische Potenzial zur photovoltaischen Stromerzeugung auf Dächern von jährlich 58 PJ (Mikovits et al., 2021) genutzt wird. Dies ist eine sehr optimistische Annahme – die allerdings nur eine untergeordnete Rolle spielt, da das Potential auf Dachflächen insgesamt vergleichsweise gering ist. Weiters berücksichtigen wir beim Platzbedarf von Windturbinen nur die direkt von den Turbinen verwendete Fläche, da der Raum zwischen Turbinen für andere Zwecke genutzt werden kann. Angesichts der im Vergleich zu biogenen Routen wesentlich höheren Flächeneffizienz erneuerbarer Elektrizitätserzeugung wurde auch eine Umnutzung der aktuell für die Bioenergieproduktion verwendeten landwirtschaftlichen Flächen in Richtung erneuerbarer Stromerzeugung durch Photovoltaik angenommen. Dadurch kann die Energieausbeute auf den heutigen Bioenergieflächen um etwa den Faktor 6 erhöht werden. Nicht berücksichtigt sind sogenannte Co-Nutzungen von versiegelten (z.B. Parkplätze) oder landwirtschaftlichen Flächen (sog. Agri-PV). Durch solche Co-Nutzungen ließe sich der zusätzliche Flächenbedarf bei elektrischer Erzeugung aber weiter verringern.

Der höchste Flächenbedarf, der etwa 94% des gesamten im Jahre 2020 in Österreich genutzten Ackerlands (Statistik Austria, 2021b) entspricht, entsteht im Szenario „Grüne Gase“ bei gleichzeitiger biogener

Erzeugung der benötigten Energie. Zur Bestimmung des Flächenbedarfs nehmen wir an, dass biogene Gase aus Silomais erzeugt werden. Die Nutzung von Mais zur Biogas-Erzeugung ist weit verbreitet (Hartmann, 2008). Zudem weist Mais eine vergleichsweise hohe Flächeneffizienz auf (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2021). Werden Grüne Gase statt auf biogenem auf elektrochemischem Wege erzeugt, so reduziert sich der Flächenbedarf erheblich. Statt knapp 12 400 km² müssten dann nur noch etwa 2 200 km² Fläche verwendet werden, um den gesamten zusätzlichen Energiebedarf im Inland zu decken. Eine erhebliche Steigerung der Flächeneffizienz ist aber auch durch die weitgehende Elektrifizierung der Nachfrage möglich. Bei elektrischer Erzeugung Grüner Gase könnte der Flächenbedarf durch die Elektrifizierung der Nachfrage nochmals um rund ein Drittel auf 1515 km² verringert werden.

Eine Reduktion des Flächenbedarfs der inländischen Energieerzeugung über die Elektrifizierung von Aufbringung und Verbrauch und über die elektrochemische Herstellung von grünen Gasen kann wesentlich dazu beitragen, im Vergleich zu einer biogenen Erzeugung die Ernährungssicherheit sicherzustellen und die biologische Vielfalt zu erhalten oder zu verbessern. Dazu muss die Entwicklung der erneuerbaren Energieinfrastruktur allerdings richtig reguliert werden, z.B. über die Förderung von Biodiversitätsmaßnahmen auf erneuerbaren Energieerzeugungsflächen oder über die Integration von erneuerbaren Energien mit landwirtschaftlicher Produktion.

Importbedarf Grüner Gase

Österreichs Importbedarf an Grünen Gasen hängt einerseits wesentlich davon ab, inwieweit Aufbringung und Verbrauch von Energie elektrifiziert werden. Wegen der deutlich höheren Effizienz des elektrischen Energieverbrauchs aber auch der elektrischen Energieerzeugung sinkt der Bedarf an Energieimporten mit steigendem Elektrifizierungsgrad. Darüber hinaus hängt der Importbedarf auch von der Bereitschaft ab, inländischen Flächen zur Energiegewinnung zu nutzen.

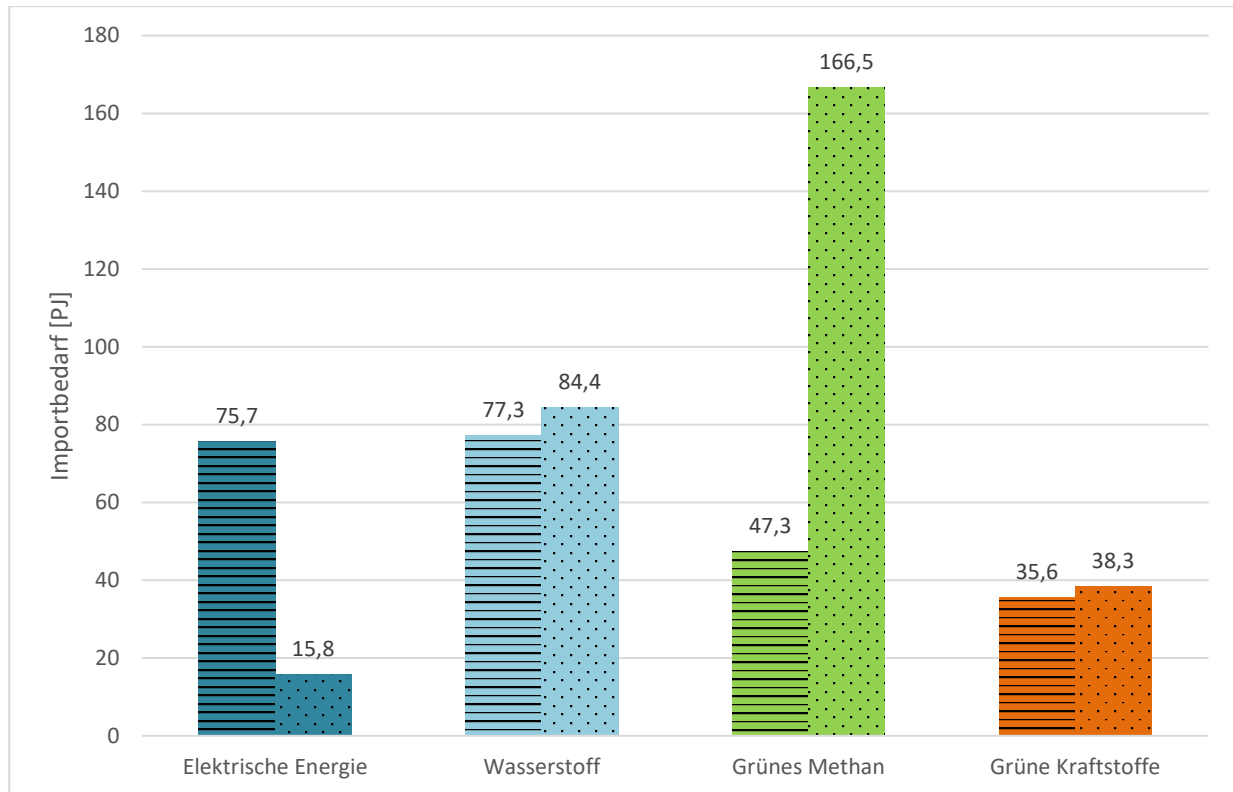


Abbildung 7: Importbedarf nach Energieträgern in den Szenarien "Elektrifizierung" (strichliert) und "Grüne Gase" (gepunktet)

Abbildung 7 zeigt den von uns abgeschätzten Importbedarf in den Szenarien „Elektrifizierung“ und „Grüne Gase“ für den Fall, dass die inländische Flächennutzung zur Energiegewinnung nicht ausgeweitet wird. Allerdings nehmen wir an, dass bisher zur Bioenergie-Erzeugung genutzte Flächen zur Stromerzeugung genutzt werden, was die Flächeneffizienz der Energieerzeugung erhöht. Im Szenario „Elektrifizierung“ beträgt der maximale Importbedarf an Grünen Brennstoffen 160,2 PJ. Dazu kommen weitere 75,7 PJ elektrische Energie. Im Szenario „Grüne Gase“ ist der Importbedarf an Grünen Energieträgern mit 289,2 PJ in etwa doppelt so hoch. Dafür ist der Importbedarf von elektrischer Energie um 59,9 PJ niedriger. Der im Szenario „Elektrifizierung“ deutlich niedrigere Importbedarf ist eine Folge der deutlich höheren Endenergieeffizienz des elektrischen Energieverbrauchs.

Angesichts der hohen weltweiten Potenziale zur Erneuerbaren Energieerzeugung (IRENA, 2020) sind die Importmöglichkeiten kaum durch die theoretische Verfügbarkeit von Grünen Energien begrenzt. Allerdings ist es trotzdem fraglich, ob Grüne Gase und Grüne Brennstoffe in (näherer) Zukunft in großer Menge zu wirtschaftlich wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar sein werden.

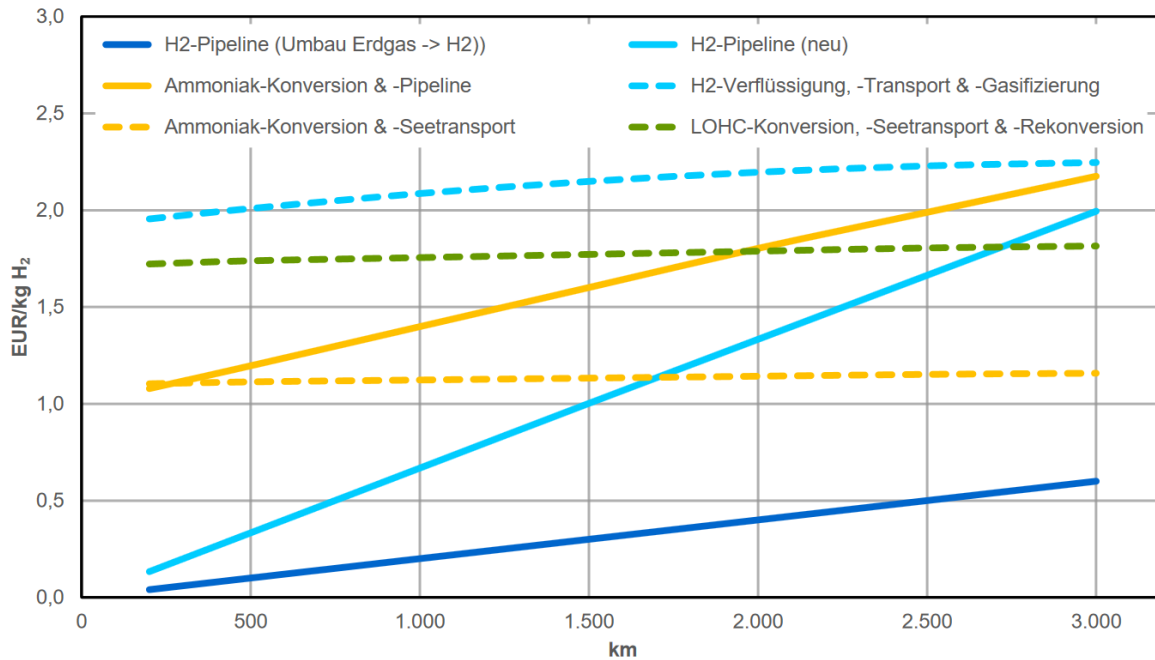


Abbildung 8: Kosten unterschiedlicher Optionen des Langstreckentransports von Wasserstoff in Abhängigkeit von der Transportdistanz. Quelle: (Matthes et al., 2021). Die Angaben beinhalten jeweils die reinen Transportkosten, die notwendigen Speicher, die notwendige Umwandlung und für die Verschiffung LOHCs auch die Rückumwandlung

Sehr hohe Transportkosten, insbesondere für Wasserstoff, verschlechtern die Wettbewerbsfähigkeit von Importen. Nach Schätzungen von Matthes u. a. (2021) ist die günstigste Transportmöglichkeit für Wasserstoff die Nutzung von bereits bestehenden Erdgas-Pipelines, die entweder für den reinen Wasserstoff-Transport umgerüstet werden, oder die ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch transportieren. Grundsätzlich ist die Beimischung von Wasserstoff in Erdgaspipelines (sog. „Blending“) möglich. Eine Beimischung von bis zu 20% Wasserstoff wird als problemlos angesehen (Haeseldonckx & D’haeseleer, 2007; Quarton & Samsatli, 2018). Auch bei höheren Beimischungen könnte die Qualität des Gases für den Einsatz in gängigen Anwendungen geeignet bleiben (Haeseldonckx & D’haeseleer, 2007). Allerdings verringert sich der Energiegehalt des Gasgemisches, was die Abrechnung des Gasverbrauchs beim Endverbraucher erschwert (Guandalini et al., 2017). Zudem beschränkt der geringere Energiegehalt auch die Emissionsminderung der Wasserstoff-Beimischung, sodass der CO₂-Ausstoß bei einer 20%-Wasserstoffbeimischung nur um etwa 7% fällt (IRENA, 2021). Einige Untersuchungen weisen auch darauf hin, dass der Pipelinestahl durch die Beimischung von Wasserstoff schneller korrodieren und verspröden könnte (Ohaeri et al., 2018). Bei höheren Wasserstoff-Beimischungen kann auch die Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem Gasgemisch in der Pipeline (sog. „deblending“) sinnvoll sein. Mittel- bis langfristig muss der Verbrauch von fossilem Erdgas aber beendet werden. Möglicherweise könnten bestehende Pipelines dann nur noch Wasserstoff oder ein Gemisch von Wasserstoff und synthetischem oder biogenem Methan transportieren. Potenziale hierfür wurden im Rahmen dieser Studie nicht erhoben.

Der Langstrecken-Transport von Wasserstoff in bestehenden Pipelines kann gerade für Österreich mit seiner guten Anbindung an das Erdgas-Pipelinennetz nach Süd- und Osteuropa eine vielversprechende Option sein, die Transportkosten von Wasserstoff niedrig zu halten. Allerdings konkurriert Österreich hier mit zahlreichen anderen Europäischen Ländern, die ihren Wasserstoffbedarf ebenfalls vorwiegend aus dem europäischen Raum decken werden. So finden sich unter den von Brändle, Schönfish und Schulte (2020) erhobenen zehn kostengünstigsten Routen für Importe nach Deutschland im Jahr 2050 neun Europäische und eine Nordafrikanische Quelle, mit spezifischen Kosten zwischen \$1,91 und \$2,06

je Kilogramm Wasserstoff (\$15,92 bis \$17,17 je GJ) bei einem geschätzten Import-Potenzial von 32,2 Millionen Tonnen Wasserstoff oder rund 3 870 PJ pro Jahr. Die durchschnittlichen Importkosten werden auf \$2,03 je Kilogramm Wasserstoff (\$16,92/GJ) geschätzt. Das entspricht etwa \$61,00/MWh oder nahezu dem 5-fachen des durchschnittlichen österreichischen Erdgas-Importpreises des Jahres 2020 (E-Control, 2021). Auch gegenwärtig finden sich die günstigsten Quellen für Importe von Grünem Wasserstoff nach Deutschland nahezu ausschließlich im Europäischen Raum. Die geschätzten Kosten belaufen sich auf \$3,22 bis \$4,10 je Kilogramm Wasserstoff (\$26,84 bis \$34,17 je GJ), sofern bestehende Erdgas-Pipelines für den Import genutzt werden können (Brändle et al., 2020). Der Einsatz von blauem Wasserstoff, also aus Erdgas gewonnenem Wasserstoff, dessen CO₂-Emissionen bei der Erzeugung abgeschieden und gespeichert werden, könnte mit einem geschätzten Preis von \$2,34 je Kilogramm Wasserstoff (Brändle et al., 2020) eine kostengünstigere Alternative darstellen. Blauer oder türkiser Wasserstoff wird daher als ein mögliches Mittel angesehen, einer Wasserstoff-Ökonomie über mittlere Frist zum Durchbruch zu verhelfen (Matthes et al., 2021). Da weder blauer noch türkiser Wasserstoff klimaneutral sind (siehe *Einleitung*), sind solche Vorschläge umstritten.

Auch die Nutzung von Biomethan ist voraussichtlich mit hohen Kosten verbunden. Stürmer u. a. (2019) schätzen die Kosten der Biomethanproduktion in Österreich auf durchschnittlich €115,6/MWh (€32,11/GJ), wobei selbst die effizienteste Biogasanlage noch auf Einspeisekosten des Biomethans von €84,7/MWh (€23,53/GJ) kommt. Auch der Import von Biomethan ist gegenwärtig nur zu sehr hohen Kosten möglich. In Deutschland, einem der größten Biogasmärkte Europas, betrug der Spotpreis für Biomethan im Jahr 2020 zwischen €52/MWh (€14,44/GJ) und €74/MWh (€20,56/GJ) (Völler, 2020). Angesichts negativer Skaleneffekte bei mittelgroßen und großen Biogasanlagen (Eder, 2018) ist auch bei einem deutlich gesteigerten Produktionsvolumen von Biomethan nicht mit wesentlich geringeren Erzeugungskosten zu rechnen.

Auf Grund der sehr hoch eingeschätzten Transportkosten (siehe Abbildung 8) ist davon auszugehen, dass Importe von Grünem Wasserstoff über Schiffsrouten nach Österreich gegenüber anderen Transportmöglichkeiten einen Wettbewerbsnachteil aufweisen. Eine kostengünstigere Möglichkeit, Energieträger über große Distanzen zu verschiffen, könnte die Umwandlung beispielsweise in Ammoniak sein. Allerdings ist die Rückumwandlung von Ammoniak in Wasserstoff mit zusätzlichen Kosten verbunden (Mukherjee et al., 2018). Daher sollte importiertes Ammoniak am besten ohne Rückwandlung direkt, beispielsweise in der chemischen Industrie, genutzt werden.

Ein weiteres Problem beim Import Grüner Energieträger besteht darin, dass ein großer Teil der globalen Potenziale zur Erzeugung Erneuerbarer Energieträger in Ländern mit hohen wirtschaftlichen Risiken und oftmals auch schlechten infrastrukturellen Voraussetzungen für Exporte im großen Maßstab liegt (Matthes et al., 2021). Diese Risiken schlagen sich in erhöhten Importpreisen für Grüne Energieträger nieder. Der Ausbau von Infrastrukturen in Exportländern kann zudem zu Landnutzungskonflikten mit unter Umständen erheblichen Nachteilen für die ansässige Bevölkerung (Gorayeb et al., 2018) oder zur Umwandlung ökologisch wertvoller Flächen (Turkovska et al., 2021) führen. Weiters ist eine Verwendung von importiertem Wasserstoff global nur dann sinnvoll, wenn die exportierenden Länder bereits zu einem erheblichen Anteil ihr Energiesystem dekarbonisiert haben: setzt ein Land zurzeit z.B. noch stark auf Kohlekraft, so ist ein Ausbau der Produktion von erneuerbar erzeugten Grünen Gasen wenig sinnvoll. Der Einsatz des Stroms zur Dekarbonisierung im Land hätte in Summe größere positive Effekte auf die globale Treibhausgasbilanz. Diese Faktoren tragen dazu bei, dass die Entstehung globaler Wasserstoff-Handelsströme mit großen Unsicherheiten verbunden ist. Österreich wird über den Bedarf von

Wasserstoff hinaus mit hoher Wahrscheinlichkeit in Zukunft auch Bedarf an Grünem Methan und anderen grünen flüssigen oder festen Energieträgern haben. Angesichts der hohen Kosten des Wasserstofftransports wäre zu prüfen, ob der vorrangige Import von CO₂-freien festen und flüssigen Energieträgern, möglicherweise auch von Grünem Methan zu priorisieren wäre, da diese Energieträger zu niedrigeren Kosten auch über große Entfernungen transportiert werden können. Allfällige zusätzlich installierte Leistungen zur Erneuerbaren Stromerzeugung sollten dann vorwiegend zur Erzeugung von Wasserstoff im Inland genutzt werden. Das würde einerseits die Transportkosten der Importe reduzieren und andererseits die Effizienz von Österreichs Energiesystem erhöhen, da Umwandlungsverluste von Wasserstoff zu synthetischen Kraftstoffen gemindert würden.

Schlussfolgerungen

Der für eine Dekarbonisierung Österreichs notwendige Bedarf an Grünen Energieträgern überwiegt das mögliche inländische Angebot an Grünen Gasen aus biogenen Reststoffen nach allen von uns ausgewerteten Einschätzungen bei weitem. Dies ist sowohl im Szenario „Grüne Gase“ als auch im Szenario „Elektrifizierung“ der Fall. Grüne Gase können flächeneffizienter über Wind und Photovoltaik hergestellt werden, aber auch hier sind signifikante Flächen notwendig und die Produktionskosten sind hoch. Daher muss davon ausgegangen werden, dass Grüne Gase auch in Zukunft nur in begrenztem Umfang und zu hohen Kosten verfügbar sein werden, sollte der Einsatz Grüner Gase auf Sektoren konzentriert werden, in denen ihr Einsatz alternativlos ist und den größten Mehrwert schafft.

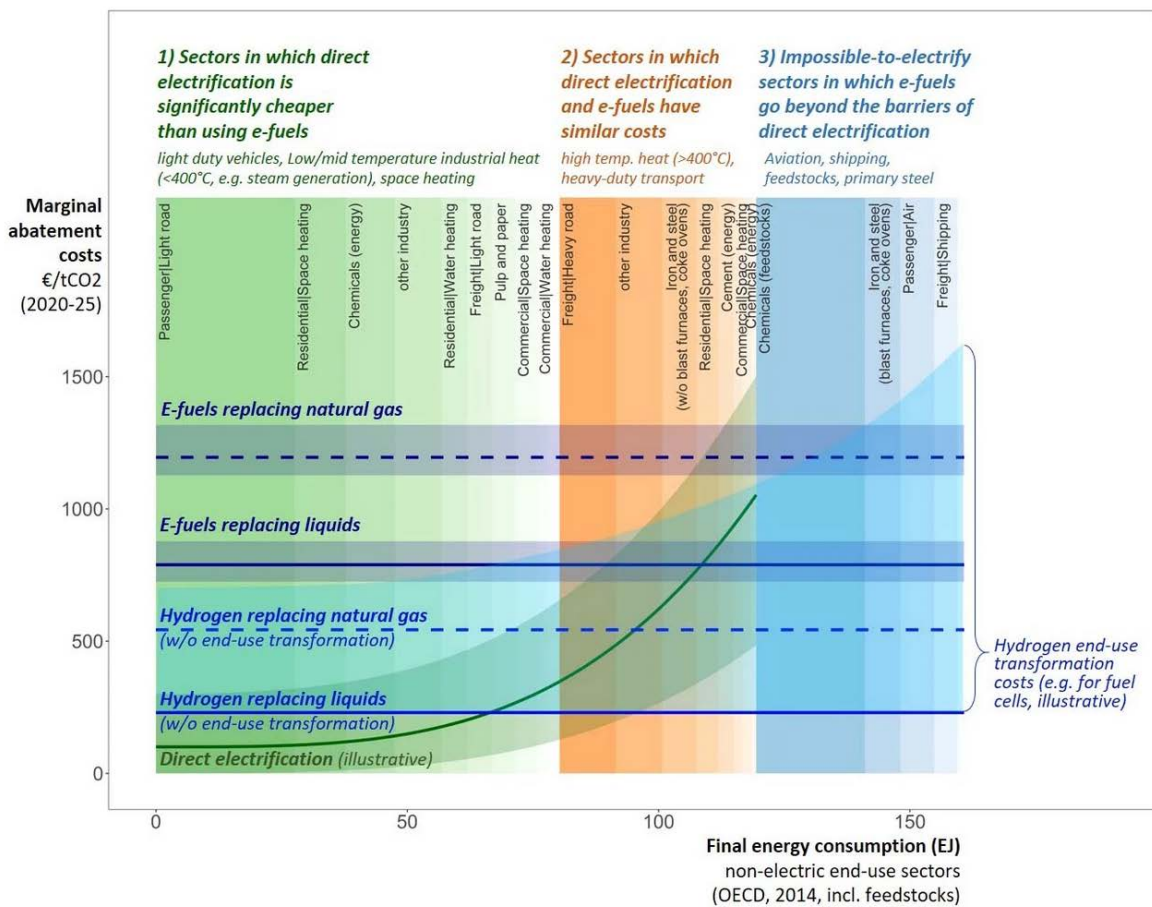


Abbildung 9: Grenzkosten der Emissionsminderung verschiedener Optionen zur Dekarbonisierung. Aus Ueckerdt u. a. (2021)

Ueckerdt u. a. (2021) befürworten den Einsatz Grüner Gase im Flugverkehr, in der Stahlerzeugung sowie als Grundstoff in der chemischen Industrie. Dies sind auch jene Sektoren, die in den von uns erstellten Szenarien jedenfalls durch grüne, flüssige oder gasförmige Brennstoffe dekarbonisiert werden. Grüne Gase haben also einen berechtigten Platz bei der Dekarbonisierung unserer Energiesysteme.

Der Einsatz von Grünen Gasen in der Strom- und Fernwärmeerzeugung, im schweren Nutzverkehr, in einigen Teilbereichen der Industrie sowie zur Klimatisierung von mit anderen Mitteln nicht zu dekarbonisierenden Gebäuden kann sinnvoll sein, sofern keine günstigeren Alternativen verfügbar sind. Allerdings zieht der weitgehende Einsatz Grüner Gase auch Risiken nach sich, da heute noch nicht absehbar ist, ob sich der internationale Handel mit Grünen Gasen angesichts der hohen Transportkosten in großem Maßstab entwickeln wird. Der Einsatz von Grünen Gasen in Sektoren, in denen es keine Alternati-

ven zur Dekarbonisierung gibt, könnte gleichzeitig dazu beitragen, den internationalen Handel zu entwickeln. Setzt Österreich aber in großem Maßstab auf die Nutzung Grüner Gase ohne internationale Bezugsquellen erschließen zu können, sind Mitigationsziele ebenso gefährdet wie die Sicherheit und Leistungsfähigkeit der Energieversorgung. Letztlich müssten Grüne Gase in diesem Fall vor allem durch eine Ausweitung der inländischen Flächennutzung erzeugt werden. Neben der Problematik der Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion wäre dann auch mit verstärkten Landnutzungskonflikten zu rechnen. Grüne Gase sollten daher keinesfalls im motorisierten Individualverkehr, zur Klimatisierung von Gebäuden und zur Warmwasserbereitung eingesetzt werden. In diesen Bereichen weisen Grüne Gase sehr hohe Opportunitätskosten auf.

Eine langfristig gültige Strategie zur Dekarbonisierung Österreichs und zum zukünftigen Einsatz Grüner Gase könnte Planungssicherheit schaffen und so dazu beitragen, Fehlinvestitionen zu vermeiden. Der erforderliche enorme Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugung bedeutet einen tiefgehenden Wandel, bietet aber auch vielfältige Chancen zur Sicherung von Wertschöpfung und Beschäftigung in Österreich.

Literaturverzeichnis

- Bacovsky, D., & Matschegg, D. (2019). *Bioenergy in Austria. Technological expertise for biomass-based heat, power and transport fuels* (Nr. 52/2019; NachhaltigWirtschaften. Reports of Energy and Environmental Research). Bioenergy and Sustainable Technologies.
- Batidzirai, B., Smeets, E. M. W., & Faaij, A. P. C. (2012). Harmonising bioenergy resource potentials— Methodological lessons from review of state of the art bioenergy potential assessments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(9), 6598–6630. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.002>
- Baumann, M., Fazeni-Fraisl, K., Kienberger, T., Nagovnak, P., Pauritsch, G., Rosenfeld, D., Sejkora, C., & Tichler, R. (2021). *Erneuerbares Gas in Österreich 2040. Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot*. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/image/Presseaussendung/PA_PDFs/2021/Erneuerbares_Gas_2040_final_Barrierefrei_Juni21.pdf
- Bowyer, C., Tucker, G., Underwood, E., Nanni, S., Becerra, G., Pantzar, M., Monteville, M., Riera, A., Kollenda, E., Richter, K., Sefferova, V., & Edwards, L. (2020). *Potential Impacts of Bioenergy Developments on Habitats and Species Protected under the Birds and Habitats Directives*. European Commission. <https://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/Impacts%20bioenergy%20-%20final%20report.pdf>
- Brändle, G., Schönfisch, M., & Schulte, S. (2020). *Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen* (EWI Working Paper Nr. 20/04). Institute of Energy Economics at the University of Cologne. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/05/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte.pdf
- Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen, 733 der Beilagen XXVII. GP - Regierungsvorlage 1 (2021). https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/I/I_00733/fname_933183.pdf
- Dißbauer, C., Rehling, B., & Strasser, C. (2019). *Machbarkeitsuntersuchung Methan aus Biomasse* (902 TR C410580). Bioenergy 2020+ GmbH. https://best-research.eu/files/publications/pdf/Machbarkeitsuntersuchung_Methan%20aus%20Biomasse_V03.docx%20-%20BioEnergy2020.pdf
- E-Control. (2021). *Erdgasimportpreis*. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811645/Erdgasimportpreis.xlsx/2a73acc0-58a6-58f0-9613-bf45f395162e?t=1612161087371>
- Eder, A. (2018). Measuring and decomposing economies of diversification: An application to biogas-fuelled cogeneration plants in Austria. *International Journal of Production Economics*, 204, 421–432. <https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2018.08.010>
- Europäische Kommission. (2020). *Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030. In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohle der Menschen investieren*. [Mitteilung]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0562>
- Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, 2018/2001 L 328/82 (2018). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>
- Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, 2018/2002 L 328/210 (2018). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002>
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. (2021). *Faustzahlen*. <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>
- Geyer, R., Knötter, S., Diendorfer, C., & Drexler-Schmid, G. (2019). *IndustRiES. Energieinfrastruktur für 100% Erneuerbare Energie in der Industrie*. Klima- und Energiefonds. https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Studie_IndustRiES-2019_neu-1.pdf
- Gollner, M. (2020a). *Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2019 (Detailinformation)*. Statistik Austria. https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=029955

- Gollner, M. (2020b). *Nutzenergiekategorien Österreich 1993 bis 2019 (Detailinformation)*. Statistik Austria. https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=066278
- Gorayeb, A., Brannstrom, C., de Andrade Meireles, A. J., & de Sousa Mendes, J. (2018). Wind power gone bad: Critiquing wind power planning processes in northeastern Brazil. *Energy Research & Social Science*, 40, 82–88. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.11.027>
- Guandalini, G., Colbertaldo, P., & Campanari, S. (2017). Dynamic modeling of natural gas quality within transport pipelines in presence of hydrogen injections. *Clean, Efficient and Affordable Energy for a Sustainable Future*, 185, 1712–1723. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.006>
- Haeseldonckx, D., & D'haeseleer, W. (2007). The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. *EHEC2005*, 32(10), 1381–1386. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.018>
- Hartmann, A. (2008). *Wie viel Fläche wird für Biogas benötigt?* (Nr. 7/2008; Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg). Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Monatshefte/PDF/Beitrag08_07_08.pdf
- Havlík, P., Schneider, U. A., Schmid, E., Böttcher, H., Fritz, S., Skalský, R., Aoki, K., Cara, S. D., Kindermann, G., Kraxner, F., Leduc, S., McCallum, I., Mosnier, A., Sauer, T., & Obersteiner, M. (2011). Global land-use implications of first and second generation biofuel targets. *Sustainability of biofuels*, 39(10), 5690–5702. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.030>
- Hepher, T., & Frost, L. (2021, Juni 10). Airbus tells EU hydrogen won't be widely used in planes before 2050. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/aerospace-defense/airbus-tells-eu-hydrogen-wont-be-widely-used-planes-before-2050-2021-06-10/>
- International Energy Agency. (2019). *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities* [Report prepared by the IEA for the G20, Japan]. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- IRENA. (2021). *Green Hydrogen Supply. A Guide to Policy Making*. International Renewable Energy Agency. file:///C:/Users/SEBAST~1/AppData/Local/Temp/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.pdf
- Krutzler, T., Wiesenberger, H., Heller, C., Gössl, M., Stranner, G., Storch, A., Heinfellner, H., Winter, R., Kellner, M., & Schindler, I. (2016). *Szenario Erneuerbare Energie 2030 und 2050 (REP-0576)*. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0576.pdf>
- Lindorfer, J., Fazeni, K., Tichler, R., & Steinmüller, H. (2017). *Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich* [Projektbericht]. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. <https://www.kompost-biogas.info/wp-content/uploads/2019/08/2017-biomethanpotenzial-%C3%96-JKU.pdf>
- Matthes, F., Braungardt, S., Bürger, V., Göckeler, K., Heinemann, C., Hermann, H., Kasten, P., Mendelewitsch, R., Mottschall, M., & Seebach, D. (2021). *Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland*. Öko-Institut. <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/Oeko-Institut-2021-Die-Wasserstoffstrategie-2.0-fuer-Deutschland.pdf>
- Mikovits, C., Schauppenlehner, T., Scherhauser, P., Schmidt, J., Schmalzl, L., Dworzak, V., Hampl, N., & Sposato, R. G. (2021). A Spatially Highly Resolved Ground Mounted and Rooftop Potential Analysis for Photovoltaics in Austria. *ISPRS International Journal of Geo-Information*, 10(6). <https://doi.org/10.3390/ijgi10060418>
- Monforti, F., Lugato, E., Motola, V., Bodis, K., Scarlat, N., & Dallemand, J.-F. (2015). Optimal energy use of agricultural crop residues preserving soil organic carbon stocks in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 519–529. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.033>
- Mukherjee, S., Devaguptapu, S. V., Sviripa, A., Lund, C. R. F., & Wu, G. (2018). Low-temperature ammonia decomposition catalysts for hydrogen generation. *Applied Catalysis B: Environmental*, 226, 162–181. <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2017.12.039>

- Ohaeri, E., Eduok, U., & Szpunar, J. (2018). Hydrogen related degradation in pipeline steel: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(31), 14584–14617. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.064>
- Österreichische Volkspartei, & Die Grünen. (2020). *Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020-2024*. Bundeskanzleramt Österreich. <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/dam/jcr:7b9e6755-2115-440c-b2ec-cbf64a931aa8/RegProgramm-lang.pdf>
- Parkinson, B., Balcombe, P., Speirs, J. F., Hawkes, A. D., & Hellgardt, K. (2019). Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes. *Energy & Environmental Science*, 12(1), 19–40. <https://doi.org/10.1039/C8EE02079E>
- Quarton, C. J., & Samsatli, S. (2018). Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98, 302–316. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.007>
- Ramirez Camargo, L., Castro, G., Gruber, K., Jewell, J., Klingler, M., Turkovska, O., Wetterlund, E., & Schmidt, J. (2021). *A land-neutral expansion of Brazilian renewable fuel production*. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-257691/v1>
- Ranius, T., Hämäläinen, A., Egnell, G., Olsson, B., Eklöf, K., Stendahl, J., Rudolphi, J., Sténs, A., & Felton, A. (2018). The effects of logging residue extraction for energy on ecosystem services and biodiversity: A synthesis. *Journal of Environmental Management*, 209, 409–425. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2017.12.048>
- Schlamadinger, B., Spitzer, J., Kohlmaier, G. H., & Lüdeke, M. (1995). Carbon balance of bioenergy from logging residues. *Biomass and Bioenergy*, 8(4), 221–234. [https://doi.org/10.1016/0961-9534\(95\)00020-8](https://doi.org/10.1016/0961-9534(95)00020-8)
- Sedy, K., Baumgarten, A., Dersch, G., Haider, S., Pfundtner, E., Anderl, M., & Stürmer, B. (2019). *Vergärung von 30% des nationalen Wirtschaftsdüngers bis 2030—Fragestellungen zur WAM-Annahme* (REP-0706). Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0706.pdf>
- Statistik Austria. (2021a). *Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2019 (Detailinformationen)*. Statistik Austria. https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=029955
- Statistik Austria. (2021b). *Anbau auf dem Ackerland 2010-2020*. Statistik Austria. http://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/land_und_forstwirtschaft/agrarstruktur_flaechen_ertraege/bodennutzung/020292.html
- Stürmer, B. (2020). Greening the Gas Grid—Evaluation of the Biomethane Injection Potential from Agricultural Residues in Austria. *Processes*, 8(5). <https://doi.org/10.3390/pr8050630>
- Stürmer, B., Novakovits, P., Luidolt, A., & Zweiler, R. (2019). Potential of renewable methane by anaerobic digestion from existing plant stock – An economic reflection of an Austrian region. *Renewable Energy*, 130, 920–929. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.017>
- Turkovska, O., Castro, G., Klingler, M., Nitsch, F., Regner, P., Soterroni, A. C., & Schmidt, J. (2021). Land-use impacts of Brazilian wind power expansion. *Environmental Research Letters*, 16(2), 024010. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abd12f>
- Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnacher, A., Everall, J., Sacchi, R., & Luderer, G. (2021). Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change*, 11(5), 384–393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 54113 1 (2016). <https://treaties.un.org/doc/Publication/UNTS/No%20Volume/54113/Part/I-54113-0800000280458f37.pdf>
- Völler, K. (2020). *Branchenbarometer Biomethan 2020*. dena. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Brachenbarometer_Biomethan_2020.pdf

Der direkte Weg zu unseren Publikationen:

E-Mail: wp@akwien.at

Bei Verwendung von Textteilen wird um Quellenangabe und Zusendung eines Beleg-exemplares an die AK Wien, Abteilung Wirtschaftspolitik, ersucht.

Impressum

Medieninhaber: Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien,
Prinz-Eugen-Straße 20–22, 1040 Wien, Telefon: (01) 501 65 0
Offenlegung gem. § 25 MedienG: siehe
wien.arbeiterkammer.at/impressum
Zulassungsnummer: AK Wien 02Z34648 M

AuftraggeberInnen: AK Wien, Wirtschaftspolitik
Autoren: Sebastian Wehrle und Johannes Schmidt

Grafik Umschlag und Druck: AK Wien
Verlags- und Herstellungsort: Wien ©2021: AK Wien

Stand Juli 2021

Im Auftrag der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien

