



IEA Bioenergy
Technology Collaboration Programme

再生可能ガス – 普及、市場、持続可能な貿易

バイオエネルギータスク共同プロジェクトの概要報告書

著 者 :

Uwe R. Fritsche & Hans Werner Gress, IEA バイオエネルギー タスク 40

Christiane Hennig (IEA バイオエネルギー タスク 40 & 44),

Jan Liebetrau (バイオエネルギー タスク 37),

Rory Monaghan & Stefan Majer (IEA バイオエネルギー タスク 45),

Olle Olson (IEA バイオエネルギー タスク 40)

からの情報提供をもとに作成

IEA バイオエネルギー タスク 40

2022 年 3 月

目次

注) 目次のページ数は原文でのページ数であり、本翻訳でのページ数ではない。

Objectives of the IEA Bioenergy Strategic Intertask Project "Renewable gases - deployment, markets and sustainable trade"	4
Overall summary of key findings	4
Biogas and biomethane.....	4
Non-biogenic renewable gases	5
Sustainable trade of renewable gases	6
Introduction.....	7
1. Biomethane	8
1.1 Technologies for the production of biomethane.....	9
1.3 Support mechanisms	10
1.4 Strategies and actions for biomethane development	11
1.5 Biogas, biomethane, and CCU	11
2. Non-biogenic renewable gases	12
2.1 National strategies for NBRG	12
2.2 Assessing the State of the Art.....	13
2.3 Production costs and commercial readiness	14
2.4 Sustainability aspects of NBRG.....	14
2.5 Regulatory barriers	15
2.6 NBRG in specific regional contexts	16
3. Renewable gas trade options and potentials.....	17
3.1 Potentials for renewable gas trade.....	18
3.2 Regulatory issues of RG trade	20
References	21

図のリスト

注) 図のページ数は原文でのページ数であり、本翻訳でのページ数ではない。

Figure 1 Global natural gas production in the IEA Net Zero Emission Scenario	7
Figure 2 Simplified overview of renewable gases production pathways	7
Figure 3 Gas grid shares of renewable gases in the IEA NZE Scenario	8
Figure 4 Biogenic gas production by feedstock type, 2018.....	8
Figure 5 Production potential for biogenic gases by feedstock source, 2018	9
Figure 6 Estimated scale of H2 production for selected countries by 2030	12
Figure 7 Shifts in the value of trade in energy commodities, 2020 to 2050	17

表のリスト

注) 表のページ数は原文でのページ数であり、本翻訳でのページ数ではない。

Table 1 Major obstacles for further biomethane market development	10
Table 2 Different carbon sources' carbon capture energy requirements.	14
Table 3 Overview of national H2 targets and trade perspectives.....	19

略語と頭字語

BCM	billion cubic meters	10億立方メートル
BECCS	bioenergy with carbon capture and sequestration	炭素の捕捉及び隔離を伴うバイオエネルギー
BECCU	bioenergy carbon capture and utilization	炭素の捕捉及び利用を伴うバイオエネルギー
Bio-SNG	Synthetic Natural Gas from biomass	バイオマスからの合成天然ガス
BY	Belarus	ベラルーシ
CCS	carbon capture and sequestration	炭素の捕捉及び隔離
CCU	carbon capture and utilization	炭素の捕捉及び利用
CH ₄	methane	メタン
CO ₂	carbon dioxide	二酸化炭素
DNV-GL	Det Norske Veritas group - German Lloyd	デットノルスケベリタスグループ-ドイツロイド社
EBA	European Biogas Association	ヨーロッパバイオガス協会
EC	European Commission	欧州委員会
ERGaR	European Renewable Gas Registry	欧州再生可能エネルギーガス登録簿
ERIG	European Research Institute for Gas and Energy Innovation	欧州ガス・エネルギー・イノベーション研究所
EU	European Union	欧州連合
GfC	Gas for Climate	気候変動ガス
GHG	greenhouse gas(es)	温室効果ガス
GO	Guarantee of Origin	原産地保証
H ₂ (molecular)	hydrogen	水素
ICCT	International Council on Clean Transportation	国際クリーン交通協議会
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEA Bio	International Energy Agency Bioenergy Technology Collaboration Programme	国際エネルギー機関 バイオエネルギー技術連携プログラム
IEA H ₂	International Energy Agency Hydrogen Technology Collaboration Programme	国際エネルギー機関 水素技術連携プログラム
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IPHE	International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy	経済における水素と燃料電池のための国際パートナーシップ
IRENA	International Renewable Energy Agency	国際再生可能エネルギー機関
ISO	International Standardization Organization	国際標準化機構
JRC	European Commission Joint Research Centre	欧州委員会共同研究センター
LH ₂	liquefied hydrogen	液化水素
LHV	lower heating value	低位発熱量
LNG	liquefied natural gas	液化天然ガス
Mt	million tons	百万トン

NZE	net zero emission	ネットゼロエミッション（正味ゼロ排出量）
PtG	power-to-gas	電力からガス
REGATRACE	Renewable Gas Trade Centre in Europe	欧州再生可能エネルギーガス取引センター
RG	renewable gas(es)	再生可能ガス
RU	Russian Federation	ロシア連邦
SM	Synthetic renewable methane	合成再生可能メタン
SNG	Synthetic Natural Gas	合成天然ガス
TRL	Technology Readiness Level	技術成熟レベル
vol%	percent by volume	体積パーセント
UA	Ukraine	ウクライナ
UK	United Kingdom	英 国
US	United States of America	米 国

IEA バイオエネルギー戦略タスク共同プロジェクト “再生可能ガス-普及、市場、持続可能な貿易” の目的

IEA タスク共同プロジェクトは、IEA 諸国のエネルギー市場、それ以外での再生可能ガス（RG）導入の見通しに関するものである。プロジェクトの目的は以下の通りである。

- ・ IEA 諸国のエネルギー市場におけるバイオガス、バイオメタン、その他の RG の普及に役立つ様々なメカニズム（例：グリーンガス証書）、およびそれ以外に関する展望、参入機会、課題に関する最新の概観の提供
- ・ RG の技術的および持続可能性の問題を普及の観点から議論し、政策立案者のための提言を導く。

このプロジェクトは、政策決定者と研究者の方々に対して、RG に関して現在知られている包括的な概要情報を提供することを目的としており、技術開発/インフラの両方について、2°Cを十分に下回る気候シナリオにおいて RG の重要な役割を果たすことを考慮しつつ、どのようなメカニズムが存在するか検討したものである。

主たる調査結果まとめ

この概要報告書は、再生可能ガスに関するタスク共同プロジェクト¹の主な調査結果をまとめたもの。

1 https://www.ieabioenergy.com/blog/task/inter-task-projects/#renewable_gas_deployment_markets_and_sustainable_trade

バイオガス及びバイオメタン

再生可能ガス（RG）は、2050年までに温室効果ガスの排出をネットゼロにすることを目指す世界のエネルギーシステムにおいて重要な構成要素となっている（IEA 2021a）。IEAの世界エネルギー見通し（WEO: World Energy Outlook）では、排出削減シナリオにおいて世界のガス需要は減少することが示されている。RGの中では、バイオメタンと水素（H₂）が最も重要になるとの見解で一致している。バイオメタンは、WEOシナリオにおける低炭素ガス供給において最大の貢献をする。バイオメタンはほぼ純粋なメタンであるため、天然ガスの供給インフラやエンドユーザーの設備に変更を加えることなく利用することが可能である。

バイオメタン原料について、一部の国で調査を行ったところ、嫌気性消化（AD: anaerobic digestion）を支援しているほぼすべての国が、堆肥や廃棄物の利用を奨励していることがわかった。エネルギー作物の利用はあまり一般的ではなく、奨励金の対象となる場合でも、奨励金制度の条件により、すべての国で利用されているわけではない。エネルギー作物はコストが高く、持続可能性の側面や土地利用が主な問題となり、議論が分かれる。間作を行うことでいくつかの問題を回避することができるが、トレンドはエネルギー作物から遠ざかっている。

ADプロセスによるバイオメタン供給は、世界中で数多くの事例で実証された技術であり、使用される機

材やガス生産、精製、利用のための技術も多様である。近年、精製技術の信頼性と効率性において大きな進歩があった。精製に使用される技術を見ると、膜分離技術のプラント数の市場シェアが増加していることが明白である。

風力や太陽光発電のコスト削減により、バイオガスによる電力コストとのギャップが大きくなってきている。その結果、バイオガスによる電力は風力や太陽光よりも高価で、高い固定価格買取制度がなければ経済的でない。現在、バイオガスの利用は、熱電併給装置（CHP：combined heat and power units）が中心となっている。小規模な施設では精製や系統投入にコストがかかるため、高い熱利用率と市場価格のバランスを取るための柔軟な電力供給を目指す場合は、CHP が引き続き選ばれる技術であろう。

現在の市場環境では、バイオメタンはほとんどの化石エネルギーキャリア（天然ガスなど）に対してコスト競争力がない。しかし、将来の再生可能エネルギーの比較対象は、必要な CO2 排出量の削減を考慮する必要があり、脱炭素経済への長期的な移行に際し、CO2 プライシングが必要である。移行過程では、電力、ガス燃料、液体燃料など、エネルギー形態やキャリアにおける需要全体が変化する。2050 年まで、ガス燃料の生産技術の競争は、需要、生産コスト（CO2 価格を含む）、代替技術の有無によって左右される。いかなる支援も、必要なインフラの利用可能性と、ガス利用技術の選択肢を考慮する必要がある。現在、包括的かつ分野横断的な CO2 価格設定が行われていないため、再生可能ガスの開発支援は、製品の収益と生産のための予算措置不足分のバランスを取る必要がある。バイオメタンの製造や利用を奨励する制度やアプローチは数多く存在する。再生可能エネルギーが占める割合の開発目標（例えば、割当量）を義務付けることで、再生可能エネルギーの市場シェアが定義され、開発を強制することができる。しかし、保護された技術開発段階から競争段階へ移行する適切なタイミングは、「ロックイン」効果を回避するために重要である。長期的には、いかなる支援メカニズムも競争的な市場スキームに代替されなければならない。

このセクターを発展させるための戦略とインセンティブは、バイオメタン生産に利用可能な基材、基材へのアクセス改善とガス供給に関する具体的なコストを反映させる必要がある。通常、投資は長い償却期間を必要とするため、インセンティブの時間的保証期間が非常に重要である。バイオメタンは、RG の需要に貢献することはできるが、完全に満たすことはできない。したがって、水素のような他の再生可能ガスとの相互利用や互換性が強く望まれる。既存のインフラや必要なインフラ（天然ガスグリッドなど）を考慮し、相乗効果を生かし、温室効果ガス削減の観点から最も有利になるように、バイオメタンプラントと組み合わせて Power-to-gas とすることができる技術を戦略に含める必要がある。

また、バイオガスからバイオメタンへのアップグレードは、CO2 ネガティブを実現する炭素捕捉や隔離を利用するバイオエネルギー（BECCS：Bioenergy with Carbon Capture and Secestration）や CO2 ニュートラル製品を提供する炭素捕捉や利用を行うバイオエネルギー（BECCU：Bioenergy with Carbon Capture and Use）の有効な CO2 源となる。

非生物起源の再生可能ガス

非生物起源再生可能ガス（NBRG：Non-biogenic renewable gas）は、再生可能電力による電気分解で製造された水素（H2）と捕捉された CO2 によりメタネーションを行うもので、エネルギーと化学原料の使用を脱炭素化するルートとして、特に CO2 低減が困難な産業分野で有望視されている。H2 を脱炭素化

計画の中に位置づけるために、国家 H2 戦略を策定する国が増えており、非生物起源の再生可能メタン (RM) を含む国もある。グリーン H2 に焦点を当てた戦略の多くは、最初の展開は、以下のようになると予想している。

：石油精製、肥料・化学品生産など既に化石由来の H2 を消費している産業

：航空、船舶、長距離大型トラック

：H2 使用の複数利点 (GHG 排出量の削減、大気質の改善、化石燃料輸入への依存度低下など) に焦点

本報告書では、北海、テキサス、ブラジルの地域別事例を分析し、再生可能エネルギー資源、電力網の GHG 強度、潜在的な CO2 源の種類などの地域要因が、NBRG の経済性 (ガスの平準化コストで評価)、環境持続性 (ガスの GHG 強度で評価)、および NBRG による CO2 排出削減コストにいかに関与するかをまとめた。余剰電力を電解に利用する場合、余剰電力の利用頻度が低くなるため、電解装置の設備利用率が低く、費用対効果が悪くなる。一方、電解装置の設備利用率を高く維持するために系統電力を利用する場合の経済性・環境性は、系統電力の価格や GHG 強度などの地域要因に強く依存する。

北海では、グリッド電力から生産される H2 が 2030 年には最も炭素削減コストが低い (170 ドル/t-CO2) が、2050 年には洋上風力専用で生産される H2 (140 ドル/t-CO2) に追い越される。これは、洋上風力発電の電力価格が下がり、同時に系統電力価格が上昇することが主な原因である。風力と太陽光の資源が豊富で、その合計発電量が多いテキサス州では、専用の再生可能エネルギーによる H2 の削減コストは 2030 年に 180 ドル/t-CO2、2050 年に 110 ドル/t-CO2 であることがわかった。ブラジルでも同様の傾向が見られ、バイオマス専用電力から製造される H2 は、2030 年に 130 ドル/t-CO2、2050 年に 100 ドル/tCO2 のコスト削減コストを達成する。地域別の H2 の平準化コストの予想範囲は以下の通りである。

北海	2030 年に 4~7 ドル/kg、	2050 年に 3~6 ドル/kg、
テキサス	2030 年に 4~10 ドル/kg、	2050 年に 3~8 ドル/kg、
ブラジル	2030 年に 8~12 ドル/kg、	2050 年に 6~12 ドル/kg である。

すべてのケースにおいて、回収した CO2 と水素を使用して再生可能メタン (RM) にする場合 (メタン化)、削減コストは大幅に増加するが、これは既存の天然ガスインフラ及び機器を使用できるという利点とのバランスで考える必要がある。空気直接 CO2 回収 (DACC) によるメタン化では、DACC の資本コストと運転コストが高いため、CO2 価格が高くなり、その結果、RM の CO2 削減コストも高くなる。バイオメタンとバイオエタノールのプラントから回収された CO2 は、再生可能な CO2 であり、オフガス中の CO2 濃度が高く、CO2 回収コストも比較的低いため、RM による CO2 削減コストは最も低くなる。また、電解装置を再生可能エネルギー源の近くに設置する方が、水素の需要地の近くに設置するよりもコスト効率が良いという結果も出ている。最後に、分析によると、炭素削減コスト範囲の下限は、いくつかの国の炭素税提案と同様であり、国の脱炭素化戦略における NBRG の実現可能性を示している。

持続可能な再生可能ガスの貿易

再生可能エネルギーは、2050 年までに温室効果ガスのネットゼロを目指す世界のエネルギーシステムにおいて重要な構成要素になる。再生可能ガスは強力的に増加する必要があり、国際貿易は世界のエネルギー

ーシステムを脱炭素化するための重要な要素になる可能性がある。天然ガスの国際取引は、ガスパイプラインを通じた物理的なもの（あるいは液化ガスとして船舶に積載されたもの）、あるいは原産地証明書などの証明書の交換によるバーチャルなものいずれでもありうる。

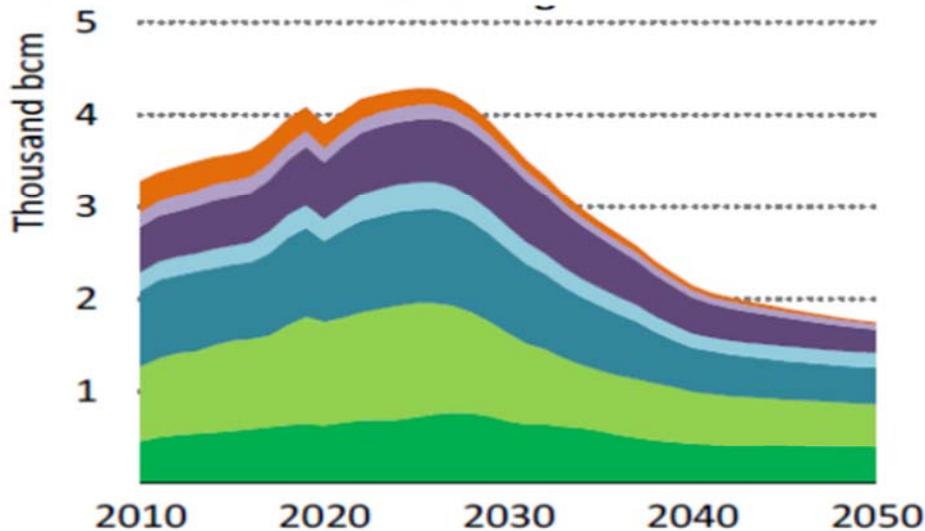
短・中期的には、バイオメタンは国際的に取引される主要な天然ガスであり、欧州だけでなく、現在の取引量が少ない中南米や北米、東南アジアでも、さらなる成長が見込まれている。長期的には、「グリーン」H2はRGの国際取引において高い可能性を持っている。2050年のグリーンH2輸出国の候補は、H2生産用の低コスト再生可能電力を提供する国、すなわち、アフリカ（モロッコなど）、欧州（ポルトガル、スペイン）、中南米（チリなど）、中東（サウジアラビアなど）、オセアニア（オーストラリア、ニュージーランド）の国際パイプラインや港にアクセスでき、風力と太陽光の豊かな地域と見られる。H2貿易は、既存のガスパイプラインと新しいH2専用パイプライン、または船舶による輸送（アンモニア、LH2）に依存することになる。2050年までにグリーンH2の最大1/3が国際的に取引され、これは現在世界で取引されている天然ガスのシェアよりわずかに高いシェアとなる。

グリーンH2やその派生商品の取引には、特に「グリーン度」の定義やそれぞれのGHG排出量の閾値など、規制上のハードルが残っているが、これらの問題を解決するためのEUや国際的な作業が進行中である。

はじめに

再生可能ガス（RG）は、2050年までに温室効果ガスのネットゼロ排出を目指す世界のエネルギーシステムにおいて重要な構成要素となる（IEA 2021a）。化石ガスの供給は2020年代半ばにピークを迎え、2050年まで急速に縮小するため（図1）、RGは強く増加する必要がある。国際貿易は世界のエネルギーシステムを脱炭素化する重要な要素となる可能性がある（Daioglou et al.2020）。

Figure 1 Global natural gas production in the IEA Net Zero Emission Scenario

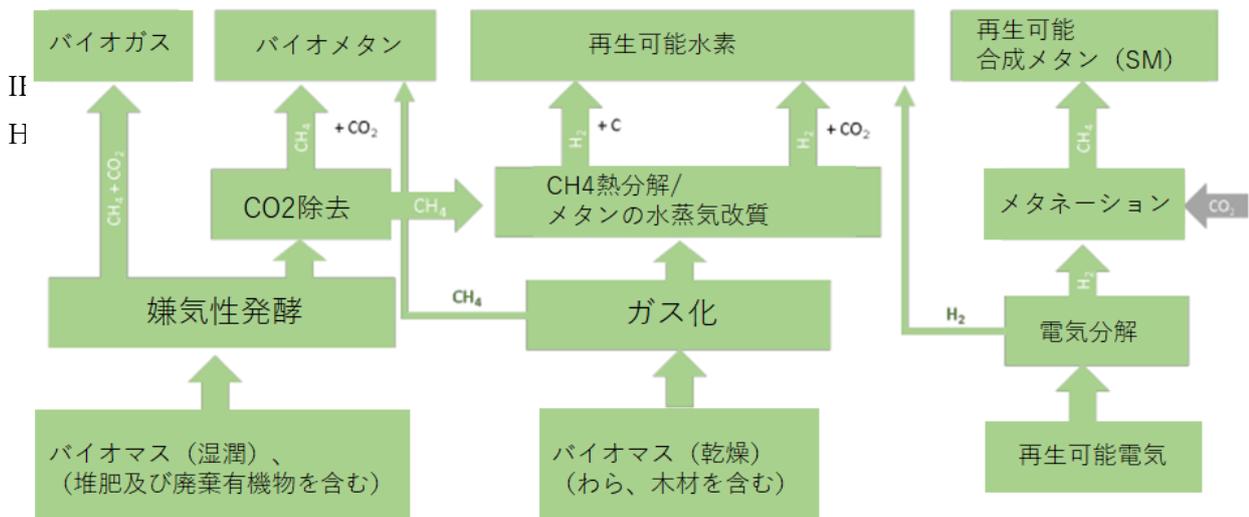


■ Middle East ■ North America ■ Eurasia ■ Africa ■ Asia Pacific ■ Central and South America ■ Europe

Source: IEA (2021a); bcm = billion cubic meters (approx. 40 PJ)

図2に示すように、RGを供給するための経路がいくつか存在する。

図2 再生可能ガス製造パスの概要



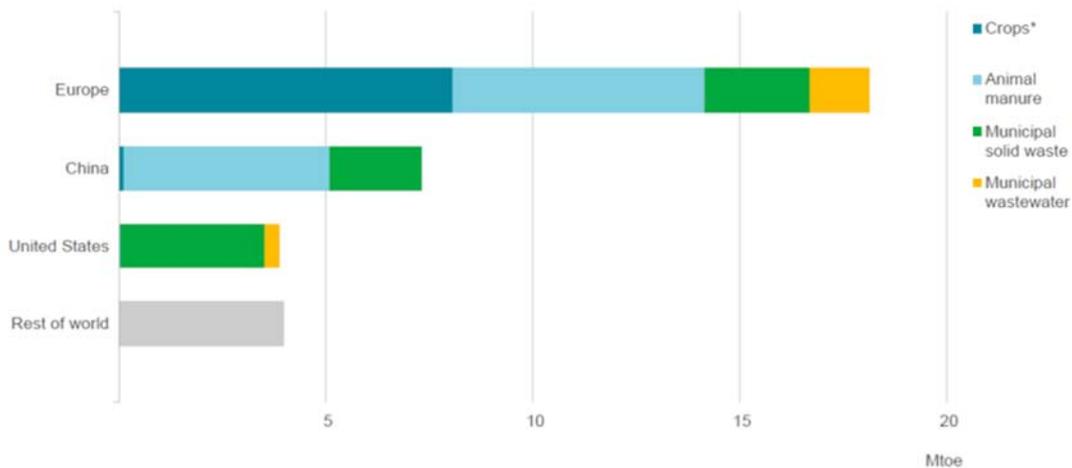
Source: Fritsche (2022); renewable synthetic methane (SM) is also referred to as renewable methane (RM)

1. バイオメタン

バイオメタンは、IEA の世界エネルギー展望シナリオ (IEA 2020a) において、低炭素ガス供給に最も貢献しており、将来のエネルギー技術開発 (IEA 2020b + 2021) の重要な構成要素である。

現在、生物起源ガスは世界のシステムにおいて小さな役割しか果たしていないが、欧州と中国が最大の供給国であり、米国がそれに続いている (図 4)。

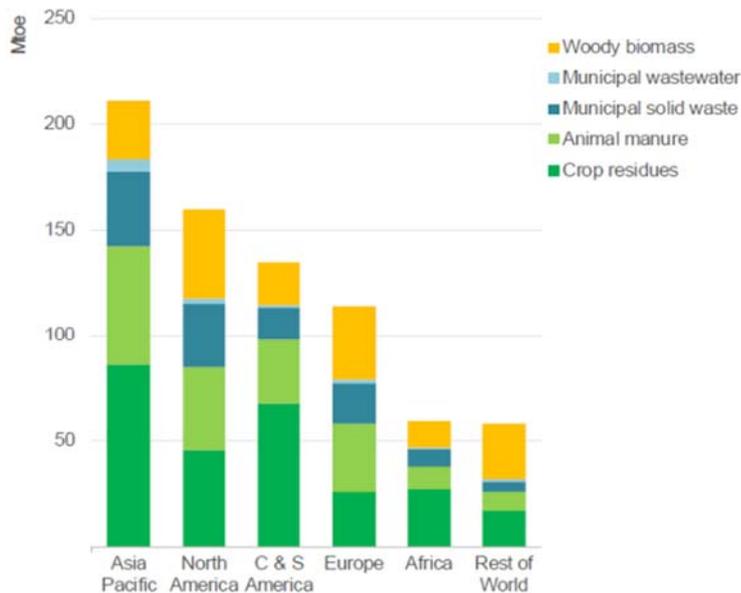
Figure 4 Biogenic gas production by feedstock type, 2018



Source: IEA (2020b); Mtoe = million tons of oil equivalent (41.9 PJ); * = Crops include energy crops, crop residues and sequential crops

一年専用作物を除いたバイオガスのポテンシャルを図 5 に示すが、アジアとアメリカ諸国が圧倒的に多く、ヨーロッパとアフリカがそれに続いている。バイオガスに関するより地域化された分析が利用可能である (Dale et al 2020; GBEP 2020)。

Figure 5 Production potential for biogenic gases by feedstock source, 2018



Source: IEA (2020c); Mtoe = million tons of oil equivalent (41.9 PJ); C&S America = Central and South America. Woody biomass feedstocks are available only for biomethane production (through gasification or pyrolysis). Note that the potentials do not reflect mobilization restrictions, nor cost issues

バイオメタンはほぼ純粋なメタンであり、供給インフラやエンドユーザーの設備に変更を加える必要がなく利用できる（FE & IAEW 2019; Fritsche 2022; IEA 2020b）。

1.1 バイオメタン製造技術

再生可能ガスとしてのバイオメタンの製造技術は嫌気性消化（AD）とガス化プロセスである。嫌気性消化プロセスに基づくバイオメタン供給は、世界中で数多くの事例で実証された技術であり、使用される基材やガス生産、精製、利用のための技術も多様である。近年、精製技術の信頼性と効率において、大きな進歩があった。EU 諸国では、膜分離がますます適用されている。

バイオガス植物は個性が高く、多くの部品や請負業者が存在し、基材供給や消化物の運搬のため規模が限定されるため、将来の構成要素の高効率化による全体コスト削減の可能性は限定的であると言える。風力や太陽光発電のコスト削減により、バイオガスによる発電コストとの差が大きくなってきている。その結果、バイオガスによる電力は風力や太陽光よりも高価で、より高い固定価格買取制度がなければ経済的でない。再生可能ガス分野では状況は異なり、現在利用可能な代替エネルギーは必ずしも安価ではなく、その結果、バイオガスの利用は再生可能ガス用途に移行している。

優遇制度が異なり、あるいは変化しているため、この分野は世界の各地域で安定して発展しているものでも、均等に広がっているものでもない。しかし、信頼できる技術に関する経験や知識があり建設や運用コストが予測可能であるため、バイオガスやバイオメタンに有利な条件が整えば、プラントはすぐに建設され、この分野は発展してきた。

1.2 支援メカニズム

現在の市場環境では、再生可能なバイオメタンの供給は、天然ガスなどの供給に対してコスト競争力がない。しかし、将来の再生可能エネルギーの比較のベースは、単なる生産コストとは異なるものにする必要がある。CO₂ 排出量を削減するためには、しくみを付加する必要であり、長期的な脱炭素経済への移行に際し、あらゆる種類の CO₂ に対するプライシングが必要である。

多くの国では、地域やエネルギー部門に特化した複数の支援メカニズムを適用しているが、特定の支援メカニズムとは無関係にバイオメタン利用の成功している。支援制度やインセンティブは、特定の基材利用に対する支援（例：糞尿利用のインセンティブ）から始まり、生産プロセスそのもの（投資支援、ガスの固定価格買取制度、系統におけるガスの割当制度）、最終的なガス利用（輸送などガス利用の特定分野における割当制度、電力の固定価格買取制度、対象分野の免税など）までの異なる時点の生産プロセスで作用するものである。さらに、支援制度は、結果として得られる金銭的補償、1 回限り（主に投資支援）または運営関連の助成、後者の場合、助成の保証期間も非常に重要であるという点で異なっている。

投資に対する賛否は、潜在的な金銭的利益、複数の利点、法的ハードル、技術的リスクなどを総合的に勘案して決定される。支援スキームが成功するかどうかの主な要因は、起業家が有益なビジネスケースを作ることができるかどうかである。技術的リスクと法的ハードルは一定の影響を与えるかもしれないが、利害関係者がプラント建設に関心を示せば、通常は克服されるものである。

アンケートの結果、市場開拓の妨げになるものは何かという問いには、ほとんどの参加者が経済性を挙げた。この結果と上記の優遇制度を組み合わせると、国の産業の発展にとって、メカニズムの種類は決定

的なものではなく、経済的なビジネスケースが可能かどうかという事実であることが明らかになる。設置のためのサポートが現実的なコスト評価に基づいており、法的条件が越えられない障害となっていない国では、この分野が発展する。

Table 1 Major obstacles for further biomethane market development

	Australia	Canada	China	Estonia	Finland	Germany	India	Norway	Sweden	Switzerland	UK
Financial	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x
Legislative (regulations regarding technology and plant operation)	x		x		x		x				x
Legislative (framework conditions other than financial and technological)	x	x	x		x	x					x

Source: own compilation: x = agreed

いくつかの国は、分野別削減目標に基づいて、特定のガス利用部門（運輸や電力など）をターゲットにすることを決定している。ガスは優遇制度と技術的要件を含め、望ましい分野に向けられる。実施にあたり、対象セクターに特化した適格措置の認証または証明がある。技術的には多くの分野で適用可能であるにもかかわらず、これらの制度は特殊で複雑であるため、製造されたバイオメタンを他の分野に速やかに転換するには、新たな手続きと適格性の条件が必要となる。ロックイン効果を避けるため、認証制度は他の利用セクターと互換性を持たせなければならない。

1.3 バイオメタン普及に向けての戦略及びアクション

多くの国が、将来のエネルギーシステムの主要なエネルギーキャリアとして再生可能ガスの必要性を認識しており、しばしば H2 に焦点が当てられているが、多くの国がバイオメタンについても優遇策を更新している。すべての国で、利用可能なバイオマス（エネルギー作物を除く）の潜在能力は、現在使用されている持続可能な原料をはるかに超えている。すなわち、バイオメタン生産は増加する可能性がある。しかし、バイオメタンが再生可能ガスの需要を完全に満たすことはできない。そのため、水素開発との相互作用や互換性が強く望まれる。最後に、既存および新規のインフラ（例えば、ガスグリッド）も戦略の一部としなければならない。

再生可能ガスとしてのバイオメタン開発のための主なアクション分野は：

- ・利用可能な基材と開発コストの検討、明確な開発目標、及び必要なインフラの検討を含めたバイオメタン分野開発のための戦略の作成
- ・割当による義務的な市場導入は、現状では最も効果的な再生可能ガスの導入方法
- ・技術向上のための確実な市場環境を提供するため、コストと長期運用（償却）条件を反映した優遇策
- ・技術・規制レベルでの阻害要因の解消
- ・再生可能ガス分野や下流技術の開発のための他の施策（例：PtG）との整合性

長期的には、技術や分野ごとの支援スキームを、CO2 排出量が貨幣価値を持つような全体的な市場スキームに移行させる必要がある。削減目標や技術開発に応じて CO2 の価格は変化し、変革の原動力となる。このようなシステムには、技術競争やエネルギー部門間のシフトが含まれ、その結果、特定の優遇策が段階的に廃止されることになる。現在設定されている優遇策システムは、そのような将来の経済への転用が可能かどうか精査されなければならない。

1.4 バイオガス、バイオメタン及び CCU

CO2 や H2 を原料とした再生可能燃料、化学品、材料の製造は、急速に拡大している分野である。基本的な炭素回収・利用（CCU）製品のひとつで天然ガスの主成分であるメタンは、化学産業で広く使われている原料であり、現在、最大の市場となっている。再生可能メタンは、CCU のルートではなく、主にバイオマスから生産されるさまざまな再生可能ガスの主要成分として現在すでに大量に生産されている。バイオガスからバイオメタンへのアップグレードやバイオマスをガス化して作る合成ガスは、CO2 のマイナス収支を実現する BECCS（Bioenergy with Carbon Capture and Secestration）や CO2 ニュートラル製品を提供する BECCU（Bioenergy with Carbon Capture and Use）の有効な CO2 供給源になる。

2. 非生物起源の再生可能ガス

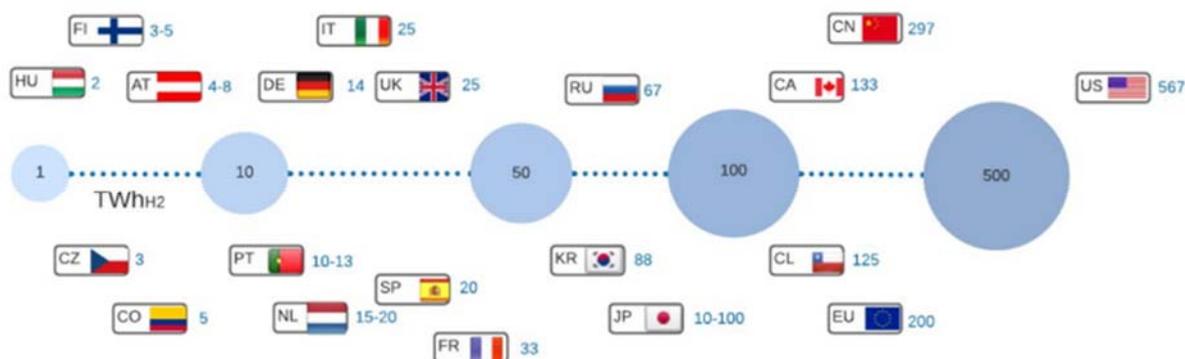
非生物起源再生可能ガス（NBRG）とは、再生可能な電力による電気分解や太陽光による直接水分解から得られる水素や、水素と CO2 を反応させて得られるメタンを指す。

この NBRG に、再生可能エネルギーを起源とする電気分解で製造された H2（グリーン H2）を組み込めば、分野統合が可能となり、電化が実現困難な分野の間接的電化を実現することができる。分野統合は、電力分野以外のエネルギー使用を脱炭素化するための鍵となる。NBRG の脱炭素化目標達成の可能性は、EU の「気候ニュートラル・ヨーロッパのための水素戦略」でも認識されており、2030 年までに EU で 40GW のグリーン H2 生産、さらに EU に供給する近隣諸国でも 40GW を想定している（EC 2020）。大気から回収した CO2 や生物由来のプロセスから生産されるメタンが再生可能メタン（RM）である。

2.1 各国の NBRG 戦略

NBRG に関する明確な戦略を持つ国や地域はないが、多くの国や地域が水素戦略を策定、あるいは策定中である。図 6 に、いくつかの国々における H2 生産の計画推定規模を示す。戦略やロードマップについて大規模な輸出用の水素生産を計画している国は、オーストラリア、カナダ、チリ、ポルトガル、スペインである。

Figure 6 Estimated scale of H₂ production for selected countries by 2030



Source: adapted from Fritsche et al. (2022)

ほとんどの H₂ 戦略は、ゼロまたは低炭素に焦点を当てており、再生可能電力による水の電気分解で製造するグリーン H₂ や、CO₂ 回収・貯蔵を伴う天然ガス改質によるブルー H₂ が主要技術として挙げられている。カナダだけが、バイオマスのガス化を H₂ ルートとして明確に言及している。

ロシアを除くほとんどの国の戦略/ロードマップでは、運輸部門での H₂ 利用が示されている。その他の用途は、工業（一部の国では化学や鉄鋼を含む）、電力、精製、建物である。航空と海運を考慮した戦略は少数で、鉱業での H₂ 使用に言及しているのは二か国の戦略（カナダとチリ）のみである。

2030 年までに、グレー H₂ とグリーン H₂ のコスト差を埋めるために、約 500 億米ドルの世界的投資と 65GW の電解容量が必要になると推定されており、これは 6.6 Mt の H₂ に相当する (WEC 2021)。

2.2 最新技術の評価

H₂ とメタンは、世界の多くの産業分野で使用されている一般的な化合物である。これらはさまざまな方法で製造することができ、その製造経路によって再生可能エネルギーとみなされるかどうかが決まる。H₂ の場合、再生可能な電力による電気分解によって水あるいはバイオマスから製造されれば、再生可能であるとみなされる。H₂ の最終用途は、燃焼、燃料電池での電気化学的変換、化学製品への変換などである。非生物起源のメタンの場合、H₂ と CO₂ を結合させるサバティエ・メタン化反応によって生成させることができるが、H₂ が再生可能で、CO₂ が再生可能な非化石資源、例えば、空気の直接捕捉（再生可能エネルギーの動力による）または生物起源 CO₂ に由来する場合、得られるメタンも再生可能と見なすことができる。

NBRG に最も関係するトピックを特定するために、NBRG チェーンが内包する技術的、環境的、社会的、政治的問題に関するアンケート調査とワークショップを実施した。回答者から挙げられた H₂ 製造の経路の評価に関連する主たる環境持続可能性の問題は、グリーン H₂ のための再生可能電力の付加価値と認証、PtX 生産に使用される CO₂ の気候への影響である。また、水の利用可能性、再生可能エネルギーの必要性を高めるための土地利用への問題、H₂ 自体の地球温暖化係数も挙げられている。

2.2.1 電気分解及び光触媒からの再生可能水素

水素製造ルートの将来を決めると考えられる最も商業化された電解技術は、アルカリと高分子電解質膜 (PEM) の二つである。

太陽光からの直接水素製造は、TRL (技術成熟度レベル: Technology readiness levels)が7と電解より低く (FSR 2021)、太陽光パネル発電や水の電気分解より効率が低い (西山ら 2021)。その一方で、他の水素製造システムよりも安価でシンプルである可能性があり、スケールアップに有望な特性を示している。

2.2.3 再生可能メタン製造におけるメタネーション

メタネーションとは、CO₂ と H₂ を原料としてメタンを製造するプロセスである。このプロセスは生物系と化学系に分けられるが、生物系は反応速度が遅く、技術開発も進んでいないため、本報告では化学系ルートに焦点を当てる。

RM の GHG 原単位を評価する上で、CO₂ の起源は重要なパラメータである。炭素源は、生物起源 CO₂ または直接空気捕集によるものであれば再生可能なものと分類され、非再生可能な CO₂ は、化石エネルギーを燃料とする発電所や製鉄所、セメント生産排ガスなどの化石エネルギーに由来するものである。また、CO₂ の起源は炭素回収プロセスのコストにも影響する。炭素回収プロセスで再生可能エネルギーを使用することは、メタネーションの原料として使用される CO₂ の排出量を低く抑えるために極めて重要である。

いくつかの研究は、電力価格が十分に安く (30EUR/MWh)、技術開発により設備投資と運営費が減少すれば、RM メタンは 2030 年に経済的に競争力を持つことができるとしている (Gorre et al.2019)。このように、メタネーション分野は、この 10 年間に稼働を予定しているいくつかのプロジェクトによって拡大している (Thema et al.2019)。

2.2.4 再生可能水素とメタンの最終用途

現在、水素は主に化学工業や製油所で使用されており (IEA 2021b)、グリーン水素が GHG 排出の抑制に役立つ最初の分野である。並行して、水素は再生可能な電力を貯蔵し、CO₂ 削減に使用することができる (IEA 2021b)。トラック輸送、海運、航空などの長距離大型輸送は、水素利用の大きなチャンスとなる分野であるが、運行コストが高く導入が困難である。市場へのさらなるルートとして、産業界への高温の熱と原料の供給がある。建築環境への熱供給も水素の潜在的な役割であるが、この分野では、他の脱炭素化オプション、特にヒートポンプとの厳しい競争に直面することになる。

2.3 生産コストと商業的準備

再生可能な水素と RM の平準化生産コストは、場所と時間的要因に強く依存する。電力が NBRG のコストの大部分を占め、総生産コストの 50-90%を占める (IEA 2021b)。メタネーションの将来コストの予測は、水素製造コストに直接依存するため、広くは行われていない。例えば、Gorre ら (2019) は、異なる

るシナリオにおいて 2030 年と 2050 年の再生可能メタンの生産コストを、メタンの 20~200EUR/MWh で計算した。これは、NBRG の生産コスト問題が未解決であることを示している。

主な電解技術であるアルカリ電解と電解質膜の TRL は 9 で、商業的に展開されている。その他の技術、例えば固体酸化物型電解装置の TRL は 6-7 である。Power-to-Gas プロセスも TRL が~6 で、商業的な準備態勢は整っていない。

2.4 NBRG の持続可能性

NBRG は GHG の削減に貢献するが、実際の GHG 削減効果はシステムで使われる GHG の原単位に依存する。NBRG の生産に関しては、生産プロセスで使用される電力とメタネーションのための炭素源が、NBRG による炭素排出を軽減するための鍵となる 2 つの主要な供給源である。

NBRG の生産は、主に再生可能エネルギー100%の電力、またはグリッドに接続された電力の 2 種類のシステムで稼働することができる。後者の場合、グリッドのエネルギーミックスは場所や時間によって変化するため、電力の炭素強度は必ずしも一定ではなく、予測も困難である。

様々な認証制度は、それらのガスを「低炭素」製品と認定するために、NBRG 生産の GHG 排出量の制限または閾値を提案している (Fritsche 2022)。

CO₂ と H₂ から生産するメタンの場合、使われた CO₂ は、回収・精製のプロセスによっては、生産したメタンの燃焼によりそれ自体が直接的な排出になる可能性がある。この直接排出は、CO₂ が再生可能なものであれば、ネットゼロとみなすことができる。NBRG の生産及び変換による排出に加えて、不完全な変換 (例えば、燃焼) 又はインフラからの漏れや変換過程でのスリップが NBRG の直接排出につながる可能性がある。NBRG の種類に応じて、これは直接的又は間接的な気候変動への影響要因となりうる。

Table 2 Different carbon sources' carbon capture energy requirements.

Carbon source	Energy required (kJ/kgCO ₂)	References and notes
Direct air carbon capture	3500-9900	Value depends on the type of technology (Chatterjee & Huang 2020)
Biomethanol upgrading	288-432	Assuming post-combustion carbon capture technologies (Jackson & Brodal 2019)
Bioethanol production	432	(Moreira et al. 2016; Pace & Sheehan 2021)
Natural gas power plant flue gas	288-432	Assuming post-combustion carbon capture technologies (Jackson & Brodal 2019)
Cement plant	288-432	Assuming post-combustion carbon capture technologies (Jackson & Brodal 2019)

Source: own compilation

メタンは強力な温室効果ガスであり、メタン排出は気候変動の主な要因であるため、メタンのスリップや漏れによる直接排出は、将来の NBRG 量とインフラの開発にとって高い関連性を有する。さらに、メタンの直接排出の特定と定量化以外にも、時間枠と気候指標の選択が評価結果に強い影響を与える可能

性がある。

メタンとは異なり、水素は直接的な温室効果ガスではない。エネルギーキャリアとしての水素の製造に関連する排出のほか、水素をエネルギーに完全に変換した場合、発生するのは水蒸気のみである。しかし、水素の不完全燃焼や、流通インフラやバリューチェーン全体からの水素の排出は、気候に影響を与える可能性がある (Bond et al.2011; Weger et al.2021)。水素は間接的な温室効果ガスと考えられている。(Derwent et al. 2006 + 2020; IPCC 2007; Schultz et al. 2003)。さらに、水素の排出は O3 濃度に影響を与え、大気汚染にさらなる影響を与える可能性があり、成層圏の O3 (オゾン) 層の減少の原因になる可能性がある (Sand et al.2020)。

電解では、水素 1 kg あたり 9 kg の水を消費するのに対し、CCS 付きの SMR では水素 1 kg あたり 13~18 kg の水を消費する (IEA 2021b)。とはいえ、テキサス北西部、アタカマ砂漠やサハラ砂漠、オーストラリアなど、再生可能資源が豊富でありながら水不足に悩むいくつかの地域では、電解用の水の確保が懸念される。海に近い地域での逆浸透海水は、水素の平準化コストに与える影響は 1%未満であり、安価なオプションである (Gallardo ら 2021 ; IEA 2021b)。

NBRG 製造における土地利用のフットプリントは、電力源と電解・メタネーション設備に依存する。NBRG 生産に使用される再生可能電力の土地利用面積は、供給源によって異なり、風力が約 1 m²/MWh と最も土地利用面積が少なく、次いで地熱が 2.5、太陽光発電と水力発電が集光型太陽光発電で 10.15、バイオマスが 500 m²/MWh である (Fritsche et al.2017)。

水素の生産は主に陸上と洋上風力発電で行われるため、それぞれの土地面積は考慮すべき主要な問題ではない。仮に 530 Mt の水素製造を陸上風力発電で行うとした場合、25,000 km²の土地が必要になる。

2.5 法のバリア

認 証

NBRG の CO₂ 排出を低く保つことは、生産・取引の重要なポイントの一つである。NBRG の GHG 排出の低さを認証できる標準化手法は、市場の発展にとって極めて重要である。オーストラリア、英国、EU などいくつかの国は水素の認証制度に取り組んでおり (Bermudez et al. 2020)、IPHE は水素生産の GHG 排出量を決定するための方法論に取り組んでいる。NBRG の認証の重要な要素は、バリューチェーン要素を通じて製品情報 (使用電力の原産地保証、CO₂ の原産地と気候への影響など) のトレーサビリティを可能にする首尾一貫した手段を確立することである。

追 加

再生可能ガスの挑戦的な目標を達成するためには、相当量の再生可能エネルギーからの電力が必要であるが、それは他のいくつかの産業分野の脱炭素化にも必要である。そのため、水素の電力需要がエネルギーシステムにおける既存の自然エネルギーへの負荷とならないよう、増加する需要に見合った新たな自然エネルギー電力量を確保する必要がある (Fritsche 2022 年)。そのため、EU の再生可能エネルギー支援の枠組み (EU Renewable Energy Directive) では、再生可能エネルギーとして計上するためには、再生可能エネルギーキャリアの生産に使われる電力は「追加的」でなければならないとされている。その意味で、Pototschnig (2021) は、追加性の概念を「再生可能水素の製造のために電解装置で使用される再

生可能エネルギーベースの電力は、最終電力消費に関する再生可能エネルギー普及目標を満たすために使用される再生可能エネルギーベースの電力に追加されるという要件」であると定義している。

実際には、エネルギー供給事業者の GHG 緩和ポテンシャル、ひいては RED の各持続可能性基準にとって重要な要素である追加性の概念に準拠していることの証明は、認証プロセスによって確認される。Fritsche (2022)は、RED II の下で追加の委任規則が必要であると主張している。この規則は、電力供給のどのシナリオ（再生可能な電力を生産する設備への直接接続、系統接続など）を追加的とみなすことができ、それから生産する水素の GHG 強度を計算する際に再生可能電力として説明できるのか、利害関係者により明確にするためのものである。

2.6 特定地域における NBRG

すべてのケースにおいて、NBRG は同じ国、または EU 内で生産・使用されるように選択されている。従って、NBRG の国際貿易はここでは省略しており、前述のとおり第 3 章で取り上げる。ケースは、再生可能な発電、水の電気分解、水素貯蔵、可能性のある CO2 回収とメタネーション、電気/水素/メタンの配送とエンドユーザーへの供給を考慮する。分析では、3 つの電力源の分類を考慮した。

1. 余剰再生可能エネルギー：

この分類では、電気分解の電源として、他の方法で無駄になったり削減されたりする再生可能エネルギー電力のみを使用する。

2. 再生可能エネルギー専用：

この分類では、電力ではなく水素を供給することのみを目的とした再生可能エネルギー発電を指す。

3. グリッドの電気：

この分類では、電気分解装置を系統電力に直接接続することで、電気分解装置の容量を最大化することができる。

主な結果は以下のとおりである。

- ・北海で洋上風力、テキサスで陸上風力と太陽光のミックスを使用した場合、2030 年における電解容量係数は高く、水素供給コストは 4-6 USD/kg となるが、これは風力のコスト動向に大きく依存する。2050 年までに、北海とテキサスでは、再生可能エネルギーによる水素製造が最も安価なオプションとなる。
- ・ブラジルの事例では、供給コストが最も低い水素製造ルートは、電力価格が安く、容量係数がまずまずのバイオマス発電によるもので、その結果、電気分解装置のコスト削減に大きく依存することになった。2050 年まで、この事例におけるバイオマス発電による水素は、最も競争力のある選択肢である。
- ・余剰電力の利用だけでは、GHG 原単位が非常に良好であるにもかかわらず、平準化コストは高くなり、削減コストが発生する。
- ・シナリオによっては、再生可能エネルギー水素の温室効果ガスを削減するコストは、いくつかの国で提案されている炭素税に匹敵するものもある。
- ・DACC からの CO2 を用いて製造された再生可能メタンは、平準化炭素削減コストは非現実的なほど高くなる。非再生可能な CO2 を利用した再生可能メタンは、化石天然ガスよりも GHG 強度が高いが、

この結果は GHG 排出量計算の方法に大きく依存する。

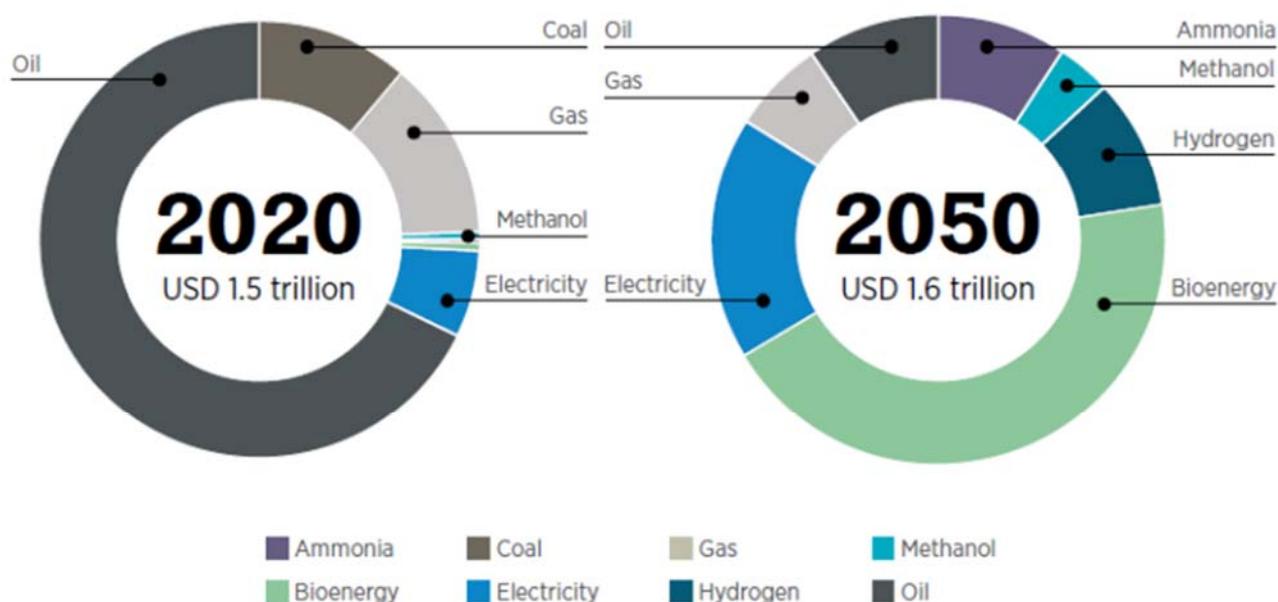
- ・既存の天然ガスパイプラインを利用すれば、再生可能メタンの平準化コストは下がるが、どのシナリオ、ケーススタディにおいても、水素よりかなり高価であることに変わりはない。
- ・電解装置は、再生可能エネルギー発電所の近くに設置することが望ましい。なぜなら、水素をパイプラインで送ることは、高圧ケーブルで送電することよりもコスト効率が良いからである。

3. 再生可能ガスの貿易に関する選択肢とその潜在性

RG の貿易に関する主な選択肢は、バイオメタンとグリーン水素の 2 つである²。貿易は、現在の世界のエネルギーシステムにおける重要な構成要素であり、図 7 に示すように全体量はわずかな変化であるが、再生可能なゼロ炭素システムへの転換は将来の貿易パターンに大きな影響を与える。

2 ガス状または液化水素のいずれか（それぞれ再生可能な合成メタン）

Figure 7 Shifts in the value of trade in energy commodities, 2020 to 2050



Source: IRENA (2022)

国または地域間での RG の取引には、それぞれのガスの物理的な移動、または「ブック&クレーム」方式やマスバランシング方式による証明書を通じて、ある国から貿易相手国へ RG 量を仮想的に移動させることが必要である。天然ガスの物理的な取引には、二つのモードがある。国内産天然ガスは輸出国のガスパイプラインに注入され、国家間の輸送は高圧パイプライン、または液化して船で輸送される（バイオ LNG または LH2）。後者の場合、液化された RG は受け入れ港で再ガス化され、輸入国の国内ガス網に注入される³。バイオメタンと SM は、液化プラントを含む天然ガスインフラで制限なく利用できる（IEA2020）。一方、水素輸送のためのインフラは現在あまりないが、水素を天然ガスに混合する場合、最大 20 vol%の制限内で、既存のシステムを利用することができる。（Fritsche 2022）

証明書による RG の仮想取引は、インフラの制約によって妨げられるのではなく、RG の証明に使用されるシステムの要件とガバナンスに関する合意が欠けていることによって妨げられるのである。完全な互換性も国際的合意もないシステムがいくつか開発されたが、CEN や ISO などの標準化団体がそれに取り組んでいる (Fritsche 2022)。しかし、持続可能な RG 貿易の可能性については、貿易形態は関係ない。

3 なお、少量・長距離の場合、液化 RG は専用のトラックで輸送することも可能

3.1 再生可能ガスの貿易の潜在性

RG の貿易はまだ初期段階にある。しかし、Thrän ら (2014) が示し、Junginger ら (2019) が確認したように、特にヨーロッパでバイオメタンの貿易が拡大しており⁴、世界の他の地域でも関心が高い (3.1.1 項参照)。

水素とその派生品については、IRENA (2022) が 2050 年の時間軸における世界の貿易、Wang ら (2021) は欧州の貿易に関する展望を論じている (3.1.2 節を参照)。Fritsche (2022) による水素戦略とロードマップの分析は、各国の挑戦に関する展望を提供している。2050 年のグリーン水素輸出国の候補は、電気分解によるグリーン水素製造のために低コストの再生可能電力を提供する国、すなわち、アフリカ (モロッコなど)、ヨーロッパ (ポルトガル、スペイン)、ラテンアメリカ (チリなど)、中東 (サウジアラビアなど)、オセアニア (オーストラリア、ニュージーランド) における国際パイプラインや港にアクセスできる風と太陽の豊富な地域と見なされている。しかし、将来の水素貿易のポテンシャルの定量化はまだ始まったばかりである。

3.1.1 バイオメタン

現在、欧州はバイオメタンの主要生産者である (IGU 2021; Liebetrau, Fritsche & Gress 2021)。欧州はまた、地域内にかかなりのバイオメタンの潜在性を有している (Birman et al.2021)。複数の研究が、欧州連合 (EU27) における 2030 年と 2050 年のバイオメタン潜在量を算出し、2030 年には約 350 TWh、2050 年には最大で約 1,000 TWh と推定している (Birman 2021; GfC 2021) (訳者注: R3 年度の日本国内のガソリン消費量は約 4,170 万 kL→388TWh なので、2030 年の欧州のバイオメタン潜在量は国内の年間ガソリン消費量に近い)。これらの数字は、嫌気性消化とガス化によるメタンの総潜在量であり、ガスが国内でバイオガスとして自家発電に使われるか、バイオメタンに精製されてガスグリッドに注入されるかは検討されていない。2020 年のバイオメタン生産量 (32 TWh) は、EU の総バイオガス生産量 (191 TWh) の 17%しか占めていない (EBA 2021)。これまでのところ、EU 諸国間で取引されるバイオメタン量はかなり少なく、2020 年には約 3TWh (dena 2021) で、EU の天然ガス消費量の 0.06 %相当である。欧州には広範な天然ガスインフラが存在する一方で、再生可能エネルギーのシェアを拡大し GHG 排出量を削減するという EU の挑戦、他方で東欧諸国とロシアの重要な農業・森林資源を考慮して、いくつかの研究がこの地域からのバイオメタン輸出の可能性を確認することを試みた (Angelova 2012; Angelova et al.)

ドイツの国家エネルギー・気候計画の最近の研究では、以前の研究 (Fritsche & Iriarte 2016) を基に、バイオメタンの輸出ポテンシャルを推定し (Kemmler et al.2020)、2030 年のロシア (西部地域) からのバイオメタン輸出ポテンシャルは約 1,250PJ、UA では 500PJ とされた (訳者注: R3 年度の日本国内のガ

ソリン消費量は前述の通り約 4,170 万 kL→1,393PJ)。2050 年までの予測では、国内需要の増加により、これらの輸出ポテンシャルは、約 950 PJ (ロシア)、400 PJ (UA) に減少している。これらのポテンシャルは、放棄地や限界集落からのバイオメタンだけを考慮し、将来の国内利用は輸出ポテンシャルから差し引かれている。ウクライナの場合、2021 年の BAU (Business as usual) はバイオメタン輸出をオプションとして見込んでいるが、同国とロシアの現在の政治状況から、2030 年までに多くを想定することはできない。戦後の長期的展望では、EU とロシア、ウクライナの経済協力には、ガス供給インフラの「座礁資産化」を避けるために、バイオメタン貿易が含まれる可能性がある。欧州以外では、グリッドベースの国際バイオメタン取引はまだ始まっていないが⁵、例えばアフリカ (都市グリッド向け)、ラテンアメリカ、さらにアジアの一部で関心が高まっている (Junginger et al.2019)。IEA 加盟国のバイオメタン開発状況は定期的に報告されており⁶、堆肥からのバイオメタン可能性の概要は Liebetrau ら (2021) によりオーストリア、オーストラリア、カナダ、ドイツ、アイルランド、ノルウェー、英国について入手可能である。

3 EU は、このような開発を促進するために、欧州再生可能エネルギー・ガス取引センター (REGATRACE) を支援。

<https://www.regatrace.eu/>

5 しかし、カナダとアメリカの国内では、州をまたいだ貿易も行われている。

6 <https://task37.ieabioenergy.com/country-reports.html>

3.1.2 水素と再生可能メタンの貿易

現在、水素の生産と使用はかなり局地的で、約 85%の水素が広い市場で売買されるよりもオンサイトで生産・消費されている (IEA 2019)。水素はすでに利用されているが、主に化石燃料から生産されている。現時点では、技術と輸送方法開発の初期段階のため、水素と再生可能メタン (RM) の持続可能な貿易の可能性を定量化することはできない。しかし、いくつかの国は、将来的にかなりの量の水素を輸出または輸入に挑戦する計画を持っている (表 3 参照)。

Table 3 Overview of national H₂ targets and trade perspectives

Country/Region	H ₂ targets [TWh _{LHV}]		H ₂ trade	
	2030	2050	export	import
Austria	4 - 8			x
Australia			x	
Canada	133	667	x	
Chile	125		x	
Colombia	5		x	
China	297		n/a	
Czech Republic	3		n/a	
European Union	200			x
Finland	3	5		x
France	33			x
Germany	14			x
Hungary	2			x
Italy	25			x
Japan	10 - 100	667		x
Korea	88			x
Netherlands	15 - 20			x
Norway			x	
New Zealand			x	
Poland	10		n/a	
Portugal	10 - 13	25	x	
Russia	67		x	
Spain	20		x	
United Kingdom	25			x
total	1088 - 1192	1363		

Source: own compilation based on Fritsche (2022) and IEA (2021b); n/a = information not available

IRENA (2022) は、2050 年までにグリーン水素のおよそ 1/3 が国際的に取引されると推定しており、これは現在世界で取引されている天然ガスのシェアよりわずかに高い。IEA (2021b) で報告されているように、いくつかの国は、水素貿易に関する二国間および多国間協定の作成に非常に積極的である。IRENA が特定した潜在的な輸出国は、アフリカ⁷、ラテンアメリカ、中東、オーストラリア、カナダ、ニュージーランド、ロシア、および南欧諸国である。これは、表 2 に示された各国の貿易意欲とよく一致する。EU27+英国について、Wang ら (2021) は、2050 年までに国内のグリーン H₂ 供給可能量を 4,000 TWh、2050 年までに北アフリカとウクライナからのグリーン水素輸入可能量を 1,700 TWh と推定している。輸入は主にパイプラインで輸送されることになる。水素貿易の初期段階と大きな潜在性を考えると、水素の輸出入の将来のダイナミクスは、電解装置のコスト削減、再生可能電力と水素輸送インフラへの投資、および（上昇する）CO₂ 価格を考慮した市場導入スキームの成功に依存することになる。それぞれの政策と市場開発のリードタイムから、2030 年までに大幅な「グリーン」H₂ 貿易は期待できないが、オーストラリア、チリ、EU、日本、サウジアラビア、英国、米国など、いくつかの先行国が存在するだろう。その中で、IEA (2019)、Fritsche (2022)、IRENA (2022) に示されているように、ノルウェーやロ

シアなどのいくつかの国は、天然ガスからの低炭素水素（「ブルー」または「ターコイズ」）に役割があるとみており、投資を開始し輸送インフラのコストを引き下げる手段として見ている。

7 ドイツとアフリカのパートナーによる共同プロジェクト「H2ATLAS-AFRICA」は、サブサハラ地域（SADC および ECOWAS 諸国）における再生可能エネルギーによる水素生産の可能性を調査するもの。詳細は下記参照。
<https://www.h2atlas.de/en/>.

3.2 再生可能ガスの規制に関する問題

バイオメタンの取引は、ここ数年でさまざまな規制上のハードルをクリアしたため、既存の天然ガスインフラを利用したさらなる成長と市場の発展が期待できる（IEA 2020）。

しかし、「グリーン」水素やその派生品については、貿易上のハードルが残っている。生産コスト削減の課題に加えて、国際貿易上の特に「グリーン度」の定義やその GHG 排出量の閾値など、グリーン水素のいわゆる追加要件などの未解決の規制問題に直面している（Fritsche 2022; Heinemann et al.2021）。

再生可能ガス、天然ガスおよび水素の域内市場のための共通規則に関する指令（EC 2021a+b）の EC 提案には、化石ガスに比べて GHG 排出量を 70%以上削減できることを実証するために、水素の認証を義務付けることが盛り込まれている。この義務は、EU に輸入される水素にも適用される。この問題が国際貿易にとって重要であることから、いくつかの国は、水素関連の GHG 排出量を決定するための方法論と分析枠組みについてコンセンサスを得るために、水素生産分析タスクフォースに合意した（IEA 2021b）。このグループは、経済における水素と燃料電池のための国際パートナーシップ（IPHE）の下で運営されており、2022 年に提案を提出する予定である。

IPHE タスクフォースの活動と再生可能ガスに関する EU 提案の交渉は、「グリーン」水素に対する規制貿易障壁を今後数年間で克服できるかどうかを決定することになるだろう。

文 献

- Abhyankar, N. et al. (2021) POWERING AMERICA'S CLEAN ECONOMY
<https://www.ourenergypolicy.org/resources/2030-report-powering-americas-clean-economy-a-supplemental-analysis-to-the-2035-report/>
- Ahmadi, E. et al. (2020) An Integrated Planning Framework for Sustainable Water and Energy Supply. Sustainability 12 (10): 4295 <https://doi.org/10.3390/SU12104295>
- Angelova, Elena (2012) Nachhaltige europäische Biomethanstrategie. Deutsches Biomasseforschungszentrum. Leipzig <https://doi.org/10.2314/GBV:729279723>
- Angelova, Elena et al. (2012) Potential in Eastern Europe - Case study for the Russian Federation, Ukraine and Belarus. In: Thrän, Daniela et al. (eds.) Focus on Biomethane - Biomass for Energy. DBFZ. Leipzig:46-47 https://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Ver%c3%b6ffentlichungen/fh_biomethane_engl_2.pdf
- Balcombe, P. et al. (2018) Methane emissions: choosing the right climate metric and time horizon. <https://doi.org/10.1039/c8em00414e>
- Barth, F. et al. (2019) Towards a Dual Hydrogen Certification System for Guarantees of Origin and for the Certification of Renewable Hydrogen in Transport and for Heating & Cooling Final Report of Phase 2 <https://doi.org/10.2843/46282>
- BAU (2021) Vision for Ukrainian biogas/biomethane sector development. Bioenergy Association of Ukraine & REGATRACE <https://uabio.org/wp-content/uploads/2021/02/Visio-Ukrainian-Biogas-sector-2021-EN.pdf>
- Baylin-Stern, A. & Berghout, N. (2021) Is carbon capture too expensive? – Analysis – IEA. International Energy Agency. Paris [Preprint] <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- Bermudez, J.; Hasegawa, T. & Bennett, S. (2020) Hydrogen – Analysis - IEA, Tracking report. <https://www.iea.org/reports/hydrogen>
- Bhandari, R.; Kumar, B. & Mayer, F. (2020) Life cycle greenhouse gas emission from wind farms in reference to turbine sizes and capacity factors. Journal of Cleaner Production 277: 123385 <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2020.123385>
- Birman, Jessie et al. (2021) Geographical analysis of biomethane potential and costs in Europe in 2050. ENGIE https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-07/ENGIE_20210618_Biogas_potential_and_costs_in_2050_report_1.pdf
- Blanco, H. et al. (2020) Life cycle assessment integration into energy system models: An application for Power-to-Methane in the EU. Applied Energy 259 <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.114160>
- Bloomberg New Energy Finance (2020) Hydrogen Economy Outlook <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key->

Messages-30-Mar-2020.pdf

- Bond, S.; Alvarez, R. & Weilenmann, M. (2011) Hydrogen emissions to the atmosphere from industry and transportation. Transition to hydrogen: pathways toward clean transportation [Preprint]
- Brinkman, G. et al. (2021) The North American Renewable Integration Study (NARIS): A Canadian Perspective <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79224.pdf>
- Caldera, U. & Breyer, C. (2020) Strengthening the global water supply through a decarbonised global desalination sector and improved irrigation systems. *Energy* 200: 117507 <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2020.117507>
- Cater, H. (2021) Incorporating used water into hydrogen production to develop a more sustainable energy source. Monash University <https://www.monash.edu/news/articles/incorporating-used-water-into-hydrogen-production-to-develop-a-more-sustainable-energy-source>
- CEDIGAZ (2021) GLOBAL BIOMETHANE MARKET – 2021 ASSESSMENT – Executive Summary <https://www.cedigaz.org/wp-content/uploads/EXECUTIVE-SUMMARY-1.pdf>
- CertifHy (2014) Developing a European Framework for the generation of guarantees of origin for green hydrogen Definition of Green Hydrogen <https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/POSTER%20PANEL%2006-221116%20%28ID%202891260%29.pdf>
- Chardonnet, C. et al. (2017) Study on Early Business Cases for H2 in Energy Storage and More Broadly Power To H2 Applications. EU Commission <https://www.fch.europa.eu/publications/study-early-business-cases-h2-energy-storage-andmore-broadly-power-h2-applications>
- Chatterjee, S. & Huang, K.-W. (2020) Unrealistic energy and materials requirement for direct air capture in deep mitigation pathways. *Nature Communications* 11 (1): 1–3 <https://doi.org/10.1038/s41467-020-17203-7>
- Climate Transparency (2021) BRAZIL: CLIMATE TRANSPARENCY REPORT: COMPARING G20 CLIMATE ACTION TOWARDS NET ZERO. Climate Analytics <https://www.climate-transparency.org/g20-climate-performance/g20report2021>
- Corredor, J. et al. (2019) Comprehensive review and future perspectives on the photocatalytic hydrogen production. *Journal of Chemical Technology and Biotechnology* 94 (10): 3049–3063 <https://doi.org/10.1002/JCTB.6123>
- Cosín, Carlos (2019) The evolution of rates in desalination (Part I). *Almar water solutions* <https://smartwatermagazine.com/blogs/carlos-cosin/evolution-rates-desalination-part-i>
- Coutanceau, C.; Baranton, S. & Audichon, T. (2018) Hydrogen Production From Water Electrolysis. *Hydrogen Electrochemical Production* 17–62 <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811250-2.00003-0>
- Cristina, C. et al. (2017) The Brazilian Electricity Supply for 2030: A Projection Based on Economic, Environmental and Technical Criteria. *Environment and Natural Resources Research* 7 (4) <https://doi.org/10.5539/enrr.v7n4p17>

- Daioglou, Vassilis et al. (2020) Implications of climate change mitigation strategies on international bioenergy trade. *Climatic Change* <https://doi.org/10.1007/s10584-020-02877-1>
- Dale, Bruce et al. (2020) The potential for expanding sustainable biogas production and some possible impacts in specific countries. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining* 14 (6): 1335-1347 <https://doi.org/10.1002/bbb.2134>
- Daprato, M. (2019) Texas' Power Price Spike and Designing Markets for a Carbon-Free Grid. *Greentech Media* <https://www.greentechmedia.com/articles/read/texas-power-price-spike-and-designing-markets-for-a-carbon-free-grid>
- Dena (2021) Branchenbarometer Biomethan 2021. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf
- Derwent, R. et al. (2006) Global environmental impacts of the hydrogen economy. *International Journal of Nuclear Hydrogen Production and Application* 1 (1): 57–67 <https://doi.org/10.1504/IJNHPA.2006.009869>
- Derwent, R. et al. (2020) Global modelling studies of hydrogen and its isotopomers using STOCHEM-CRI: Likely radiative forcing consequences of a future hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (15): 9211–9221 <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.01.125>
- Earthjustice (2021) RECLAIMING HYDROGEN FOR A RENEWABLE FUTURE https://earthjustice.org/sites/default/files/files/hydrogen_earthjustice_2021.pdf
- EBA (2021) EBA Statistical Report 2021. European Biogas Association. Brussels <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2021/>
- EC (2014) Technology readiness levels (TRL). European Commission https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf
- EC (2021a) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast). European Commission COM(2021) 804 final - 2021/0424 (COD). Brussels <https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/proposal-revised-gas-markets-and-hydrogen-regulation.pdf>
- EC (2021b) Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen. European Commission COM(2021) 803 final - 2021/0425 (COD). Brussels <https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/proposal-revised-gas-markets-and-hydrogen-directive.pdf>
- EEA (2021) Greenhouse gas emission intensity of electricity generation - country level - 2018. European Environment Agency <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-3/assessment>
- EIA (2020) The Annual Energy Outlook explores long-term energy trends in the United States

- <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- EPA (2012) Clean Power Plan: State at a Glance Texas
<https://archive.epa.gov/epa/sites/production/files/2016-09/documents/texas.pdf>
- EPE (2021) Cardeno de precos da geracao www.mme.gov.br
- EU (2018) Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. Official Journal of the European Union L 328/82 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>
- Eurelectric (2015) Power statistics and trends: The five dimensions of the energy union. Eurelectric
<https://www.eurelectric.org/media/1992/power-statistics-and-trends-the-five-dimensions-of-the-energy-union-lr-2015-030-0641-01-e.pdf>
- EC (2020) A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. European Commission COM(2020) 301 final. Brussels https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- Eurostat (2014) Electricity and natural gas price statistics
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics#Natural_gas_prices_for_non-household_consumers
- European Parliament (2019) European Parliament resolution of 15 January 2020 on the European Green Deal (2019/2956(RSP)) https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2020-0005_EN.html
- Falcone, P.; Hiete, M. & Sapio, A. (2021) Hydrogen economy and sustainable development goals: Review and policy insights. *Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry* 31: 100506
<https://doi.org/10.1016/J.COGSC.2021.100506>
- FCH (2020) State-of-the-art and Future Targets (KPIs) <https://www.fch.europa.eu/soa-and-targets>
- FE & IAEW (2019) The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe. *Frontier Economics & Institute of Power Systems and Power Economics (IAEW)*, RWTH Aachen <https://www.frontier-economics.com/media/3120/value-of-gas-infrastructure-report.pdf>
- Fredershausen, S. et al. (2021) Towards an Understanding of Hydrogen Supply Chains: A Structured Literature Review Regarding Sustainability Evaluation. *Sustainability* 13 (21): 11652
<https://doi.org/10.3390/SU132111652>
- Fritsche, Uwe et al. (2017) Energy and land use. Working Paper for the UNCCD Global Land Outlook. Darmstadt etc. <https://knowledge.unccd.int/publications/energy-and-land-use>
- Fritsche, Uwe & Iriarte, Leire (2016) Sustainable Imports - Cost supply curves for medium- to longer-sustainable biomass and bioenergy (pellets, biomethane, liquid biofuels) imports to the EU-28. Deliverable 2.5 of the Biomass Policies project. Darmstadt
http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/bio/biomasspolicies/IINAS_2016_Sustainable_Imports_D2.5_Biomass_Policies.pdf
- Fritsche, Uwe (2022) Renewable Gases – Hydrogen in the Grid. Synthesis Report of the IEA

- Bioenergy Task 41 Special Project. Darmstadt <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/02/Renewable-Gases-H2-in-the-grid.pdf>
- FSR (2021) Technology neutrality in hydrogen, opportunities and challenges: photocatalysis <https://fsr.eui.eu/technology-neutrality-in-hydrogen-opportunities-and-challenges-photocatalysis>
- Fulwood, Mike (2021) Energy Transition: Modelling the Impact on Natural Gas. Oxford Institute for Energy Studies OIES PAPER: NG 169. Oxford, UK <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/07/Energy-Transition-Modelling-the-Impact-on-Natural-Gas-NG-169.pdf>
- Gallardo, F. et al. (2021) A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan. *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (26): 13709–13728
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050>
- GasNaturally (2019) Making a clean future real - Long-term Vision of the European Gas Industry. Brussels <https://gasnaturally.eu/wp-content/uploads/2018/11/long-term-vision-of-the-european-gas-industry.pdf>
- GBEP (2020) Biogas Stocktaking Paper – Regional analysis of biogas value chains. Global Bioenergy Partnership, Working Group on Capacity Building, Activity Group 7. Rome
http://www.globalbioenergy.org/fileadmin/user_upload/gbep/docs/AG7/Stocktaking_AG7_Biogas_06.04.2020.pdf
- GfC (2021) The future role of biomethane. Gas for climate - Guidehouse. Utrecht
https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/12/The_future_role_of_biomethane-December_2021.pdf
- Ghaib, K.; Nitz, K. & Ben-Fares, F. (2016) Chemical methanation of CO₂: A review. *ChemBioEng Reviews* 3 (6): 266–275 <https://doi.org/10.1002/CBEN.201600022>
- Gorre, J.; Ortloff, F. & van Leeuwen, C. (2019) Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. *Applied Energy* 253 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113594>
- Guandalini, G.; Campanari, S. & Valenti, G. (2016) Comparative assessment and safety issues in state-of-the-art hydrogen production technologies. *International Journal of Hydrogen Energy* <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.08.015>
- Guo, M.; Song, W. & Buhain, J. (2015) Bioenergy and biofuels: History, status, and perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Preprint]
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.013>
- Guo, Y. et al. (2019) Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* <https://doi.org/10.1088/1755-1315/371/4/042022>
- Harmse, Mathijs et al. (2019) The role of methane in future climate strategies: mitigation potentials and climate impacts. *Climatic Change* <https://doi.org/10.1007/s10584-019-02437-2>
- Heinemann, Christoph et al. (2021) Sustainability dimensions of imported hydrogen. *Oeko-Institut*

Working Paper 8/2021. Freiburg www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-imported-hydrogen.pdf

Howarth, R. & Jacobson, M. (2021) How green is blue hydrogen? *Energy Science and Engineering* 9 (10): 1676–1687 <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

Hydrogen Council (2020) Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

IEA (2019) The Future of Hydrogen. International Energy Agency. Paris <https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en>

IEA (2020a) World Energy Outlook 2020. International Energy Agency. Paris <https://doi.org/10.1787/557a761b-en>

IEA (2020b) Outlook for biogas and biomethane - Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report. International Energy Agency. Paris <https://doi.org/10.1787/040c8cd2-en>

IEA (2021a) Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. International Energy Agency. Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

IEA (2021b) Global Hydrogen Review 2021. International Energy Agency. Paris <https://doi.org/10.1787/39351842-en>

IGU (2021) Global Renewable and Low-Carbon Gas Report 2021 edition. International Gas Union. Surrey, UK https://www.igu.org/wp-content/uploads/2021/11/IGU_RenewableGasReport2021_V5.pdf

IPCC (2007) Climate change 2007: the physical science basis : contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, New York

IPHE (2021) Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen <https://www.iphe.net/iphe-working-paper-methodology-doc-oct-2021>

IRENA (2019a) Future of solar photovoltaic. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf

IRENA (2019b) Future of wind. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf

IRENA (2020) Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal, [/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction](https://publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction).

IRENA (2021) Renewable Power Generation Costs in 2020. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf

IRENA (2022) Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf

- Jackson, S. & Brodal, E. (2019) Optimization of the Energy Consumption of a Carbon Capture and Sequestration Related Carbon Dioxide Compression Processes. *Energies* 12 (9): 1603
<https://doi.org/10.3390/EN12091603>
- JRC (2021) Assessment of Hydrogen Delivery Options. EC Joint Research Centre Policy Science for Policy Briefs RC124206
https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf
- Junginger, Martin et al. (2019) The future of biomass and bioenergy deployment and trade: a synthesis of 15 years IEA Bioenergy Task 40 on sustainable bioenergy trade. *Biofuels*. *Bioprod. Bioref.* 13: 247-266 <https://doi.org/10.1002/bbb.1993>
- Keçebaş, A.; Kayfeci, M. & Bayat, M. (2019) Electrochemical hydrogen generation. *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*: 299–317 <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00009-6>
- Kemmler, Andreas et al. (2020) Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050. Studie von Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS & IINAS i.A. des BMWi. Basel
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf>
- Koivisto, M. et al. (2020) North Sea region energy system towards 2050: Integrated offshore grid and sector coupling drive offshore wind power installations. *Wind Energy Science* 5 (4): 1705–1712 <https://doi.org/10.5194/WES-5-1705-2020>
- Lee, W. et al. (2021) Recent trend in thermal catalytic low temperature CO₂ methanation: A critical review. *Catalysis Today* 368: 2–19 <https://doi.org/10.1016/J.CATTOD.2020.02.017>
- Liebetrau, Jan et al. (2021a) Renewable Gas - discussion on the state of the industry and its future in a decarbonised world. IEA Bioenergy Task 37, 2021:11
http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/bilder/publications/Renewable%20Gas%20Report_2.pdf
- Liebetrau, Jan et al. (2021b) Potential and utilization of manure to generate biogas in seven countries. Murphy, Jerry (ed.) IEA Bioenergy Task 37 2021:6
http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/download/Technical%20Brochures/Potential%20utilization_WEB_END_NEW_2.pdf
- Liebetrau, Jan; Fritsche, Uwe & Gress, Hans Werner (2021) Biomethane - factors for a successful sector development. Synthesis Report of WP1 of the IEA Bioenergy Intertask project Renewable gas - deployment, markets and sustainable trade <https://www.ieabioenergy.com/blog/task/intertask-projects/>
- Lotrič, A. et al. (2021) Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies. *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (16): 10143–10160 <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.06.190>
- Majer, S. et al. (2015) D5.3 Calculation of GHG emission caused by biomethane
<http://www.biosurf.eu/wordpress/wp-content/uploads/2015/07/BIOSURF-D5.3.pdf>
- McKinsey & Company (2020) Perspective on Hydrogen

- https://energia.gob.cl/sites/default/files/clemens_muller-falcke_de_mckinseyco.pdf
- Mehmeti, A. et al. (2018) Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. *Environments* 5 (2): 24
<https://doi.org/10.3390/ENVIRONMENTS5020024>
- MNRE (2021) Annual Report 2020-2021. Ministry for New and Renewable Energy, Government of India. New Delhi https://mnre.gov.in/img/documents/uploads/file_f-1618564141288.pdf
- Moreira, J. et al. (2016) BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues. *Applied Energy* 179: 55–63 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.044>
- Nishiyama, H. et al. (2021) Photocatalytic solar hydrogen production from water on a 100-m² scale. *Nature* 598 <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03907-3>
- OIES (2021) Transitioning to Net-Zero: CCUS and the Role of Oil and Gas Producing Countries. Oxford Institute for Energy Studies Energy Insight 90. Oxford, UK
<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/06/Insight-90-Transitioning-to-Net-Zero-CCUS-and-the-Role-of-Oil-and-Gas-Producing-Countries-.pdf>
- Pace, G. & Sheehan, S. (2021) Scaling CO₂ Capture With Downstream Flow CO₂ Conversion to Ethanol. *Frontiers in Climate* 3: 35 <https://doi.org/10.3389/fclim.2021.656108>
- Papadias, D. & Ahluwalia, R. (2021) Bulk storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (70): 34527–34541 <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2021.08.028>
- Perez-Linkenheil, C. (2019) Update December 2019 – EU Energy Outlook 2050
<https://blog.energybrainpool.com/en/update-december-2019-eu-energy-outlook-2050/>
- Plaza, M.; Martínez, S. & Rubiera, F. (2020) Co₂ capture, use, and storage in the cement industry: State of the art and expectations. *Energies* <https://doi.org/10.3390/en13215692>
- Pototschnig, A. (2021) POLICY BRIEF: Renewable hydrogen and the ‘additionality’ requirement: why making it more complex than is needed? <https://cadmus.eui.eu/handle/1814/72459>
- Princeton University (2021) Net Zero America Project
<https://netzeroamerica.princeton.edu/?explorer=year&state=texas&table=2030&limit=2000>
- Ram, M. et al. (2018) A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *Journal of Cleaner Production* 199: 687–704 <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2018.07.159>
- Sánchez, Itzel & Jacobsen, Henrik (2021) Potentials for transborder green gas and hydrogen certificate markets. Technical University of Denmark, Report M1 for task 7.b SuperP2G project https://www.superp2g.eu/fileadmin/user_upload/Potential_for_renewable_gas_and_hydrogen_certificate_trade.pdf
- Sand, M. et al. (2020) Atmospheric Impacts of Hydrogen as an Energy Carrier, CICERO Report. CICERO Center for International Climate and Environmental Research - Oslo. Available at: <https://cicero.oslo.no/en/publications/internal/2913>
- Schiavo, M. & Georges, P. (2020) The Energy Transition: What It Means For European Power Prices

- And Producers <https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/210917-the-energy-transition-and-what-it-means-for-european-power-prices-and-producers-september-2021-update-12108381#>
- Schultz, M. et al. (2003) Air pollution and climate-forcing impacts of a global hydrogen economy <https://doi.org/10.1126/science.1089527>
- Shell (2021) The Energy Transformation Scenarios <https://www.shell.com/promos/energy-and-innovation/download-full-report/>
- Silva, W.F. da et al. (2018) Reverse osmosis desalination plants in Brazil: A cost analysis using three different energy sources. *Sustainable Cities and Society* 43: 134–143 <https://doi.org/10.1016/J.SCS.2018.08.030>
- Singlitico, A.; Østergaard, J. & Chatzivasileiadis, S. (2021) Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>
- Speirs, Jamie et al. (2018) A greener gas grid: What are the options? *Energy Policy* 118: 291-297 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.069>
- Terlouw, T. et al. (2021) Life Cycle Assessment of Direct Air Carbon Capture and Storage with Low-Carbon Energy Sources- *Environmental Science and Technology* 55 (16): 11397–11411 <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c03263>
- Thema, M.; Bauer, F. & Sterner, M. (2019) Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112: 775–787 <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2019.06.030>
- Thomson, C. & Harrison, G. (2015) Life Cycle Costs and Carbon Emissions of Offshore Wind Power https://www.climatechange.org.uk/media/1461/main_report_-_life_cycle_costs_and_carbon_emissions_of_offshore_wind_power.pdf
- Thrän, Daniela et al. (2014) Biomethane – status and factors affecting market development and trade. A Joint Study by IEA Bioenergy Task 40 and Task 37 <https://task40.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/6/2013/09/t40-t37-biomethane-2014.pdf>
- Tlili, O.; de Rivaz, S. & Lucchese, P. (2020) Task 38 Final Report <https://www.ieahydrogen.org/es/>
- Tröndle, T. (2020) Supply-side options to reduce land requirements of fully renewable electricity in Europe. *PLoS ONE* <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0236958>
- Valente, A.; Iribarren, D. & Dufour, J. (2016) Life cycle assessment of hydrogen energy systems: a review of methodological choices. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 22 (3): 346–363 <https://doi.org/10.1007/S11367-016-1156-Z>
- van Leeuwen, C. & Zauner, A. (2018) Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation. D8.3 EU Horizon [Preprint] https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D8.3-RUG-

- Report_on_the_costs_involved_with_PtG_technologies_and_their_potentials_across_the_EU.pdf
- Voldsund, M. et al. (2019) Comparison of Technologies for CO₂ Capture from Cement Production— Part 1: Technical Evaluation. *Energies* 12 (3): 559 <https://doi.org/10.3390/EN12030559>
- Wang, Anthony et al. (2021) Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Guidehouse. Utrecht https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf
- Wang, X. and Song, C. (2020) Carbon Capture From Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective. *Frontiers in Energy Research* <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.560849>
- Weger, L.; Leitão, J. & Lawrence, M. (2021) Expected impacts on greenhouse gas and air pollutant emissions due to a possible transition towards a hydrogen economy in German road transport. *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (7): 5875–5890 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.014>
- Wernet, G. et al. (2016) The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *International Journal of Life Cycle Assessment* 21 (9): 1218–1230 <https://doi.org/10.1007/S11367-016-1087-8>
- World Bank (2021) State and Trends of Carbon Pricing 2021 [Preprint] <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1728-1>
- WEC (2021) National Hydrogen Strategies. World Energy Council https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_National_Hydrogen_Strategies_-_September_2021.pdf
- Wouters, Carmen et al. (2020) Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe <https://gasforclimate2050.eu/publications>
- Zhang, J. et al. (2020) Recent progress for hydrogen production by photocatalytic natural or simulated seawater splitting. *Nano Research* <https://doi.org/10.1007/s12274-020-2880-z>