

令和4年度

エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業

**（国内外におけるメタネーション事業実現等に向けた在り
方に関する調査）**

報告書 （公表用）

令和5年2月

みずほリサーチ&テクノロジーズ株式会社

目次

1. 事業目的	1
2. 欧米等の政策等動向調査.....	2
2.1. 再生可能エネルギー指令	2
2.2. EU ガス指令・ガス規制	11
2.3. EU タクソノミー	12
2.4. EU-ETS	12
2.5. REPowerEU	12
2.6. Sustainable Carbon Cycles 計画	14
2.7. インフレ抑制法	18
2.7.1. 45Q の改訂	18
3. 国際組織・イニシアチブ等の動向調査.....	20
3.1. GHG プロトコル「Land Sector and Removals Guidance」	20
3.2. 国際海事機関（IMO）の気候変動対策における議論の整理	25
4. IEA 等の関連レポート調査.....	29
4.1. IEA_水素「Global Hydrogen Review 2022」	30
4.2. IEA_バイオガス「Outlook for biogas and biomethane」	36
4.3. IEA_CCUS「CCUS Tracking Progress 2022」	39
4.4. JRC_RFNBO「RENEWABLE FUELS OF NON-BIOLOGICAL ORIGIN IN THE EUROPEAN UNION」	46
5. カーボンリサイクル燃料に関連したプロジェクト調査	48
5.1. 合成メタン関連の事業/プロジェクトの概要整理.....	52
5.2. CR 燃料関連の事業/プロジェクトの概要整理.....	55
6. ERGaR 等の認証・証書制度調査.....	59
6.1. GO 制度の概要.....	59
6.2. イギリス.....	61
6.3. フランス.....	64
6.4. オランダ	66
6.5. ドイツ	68
6.6. ERGaR.....	69
6.7. 北米	72
7. メタネーション推進官民協議会事務局運営	74
7.1. メタネーション推進官民協議会	74
7.2. 海外メタネーション事業実現タスクフォース	78

7.3. 国内メタネーション事業実現タスクフォース	80
---------------------------------	----

1. 事業目的

我が国の産業・民生部門の消費エネルギーの約6割は熱需要であり、特に産業分野においては電化による対応が難しい高温域も存在しているため、熱需要の脱炭素化の実現に向けて、需要サイドに熱エネルギーを供給するガスの脱炭素化が大きな役割を果たす。このため、グリーン成長戦略（2021年6月策定）や第6次エネルギー基本計画（2021年10月閣議決定）において、ガスの脱炭素化に向けて合成メタンを中心に水素、バイオガスなど様々な選択肢を追求していく方針が示されており、メタネーション推進官民協議会等において検討を進めているところである。メタネーションには、海外から大規模に合成メタンを供給する場合（海外メタネーション）や、国内の工場等から回収されたCO₂をオンサイトで合成メタンとして利用する場合（国内メタネーション）など、様々なケースが想定されており、それぞれ海外FS調査や国内工場等における実証などが進められている。

他方、例えば、海外メタネーションでは適地の選定や国をまたぐCO₂排出の扱い、国内メタネーションでは安価な水素／再エネ電力の確保などの課題がある。また、水素・アンモニアの導入拡大に向けた検討や港湾・コンビナートにおけるカーボンニュートラルに向けた検討など、合成メタンに関連する国内外の動向等にも留意しながら検討を進めていく必要がある。

そのため、本事業では、合成メタン・水素・バイオガス等に関する国内外の政策・制度等や事業者の動向等の調査等を実施し、その結果の分析を行うとともに、現状の整理や課題の抽出を行う。また、国内外でメタネーションを実事業として行うことを念頭に、水素やCO₂の調達先、メタネーションの実施場所等を想定しつつ、想定される事業イメージ・モデルケースやコスト等の課題・論点等について検討し、海外メタネーション・国内メタネーション等に関する方向性等をとりまとめ、今後の国内外におけるメタネーションの事業実現等に向けた施策立案等の基礎資料となることを目的に調査を行った。

2. 欧米等の政策等動向調査

欧米等の主要国の気候変動政策のなかでも、特に合成メタンに関連する政策について整理を行った。

2.1. 再生可能エネルギー指令

再生可能エネルギー指令（RED: Renewable Energy Directive）とは、EU 加盟国に対して再エネ導入の目標設定を求める法的枠組みである。欧州は、2009 年の RED 発効後、2018 年 12 月に RED II を発効しており、2021 年 7 月には Fit for 55¹ の一つとして、RED II の改正案（以下、RED III 案）を発表している。なお、RED III 案の採択に向けて、現在、欧州理事会および欧州議会によって議論されており、2023 年第 1 四半期までに採択される予定である。

また、RED II では、合成メタンを含む非バイオ由来の再生可能燃料（RFNBO: Renewable Liquid and Gaseous Transport Fuels of Non-Biological Origin）の基準を決める委任規則を定める旨が記載されている。同委任規則は、欧州委員会によって、2022 年 5 月にパブリックコメントが実施され、2023 年 2 月に本委任規則案として提出された。なお、現在は、欧州理事会および欧州議会によって議論されており、今後 2 ヶ月の間に欧州委員会の提案の採否を決定する²。

2.1.1. RED III 案の概要

2021 年に欧州委員会が発表した RED III 案の目標は、表 2-1 の通りである。RED II では、EU 域内の最終エネルギー消費量における再エネ割合を、2030 年までに 32%以上にすることを求めていたが、RED III 案では目標割合を 8 ポイント引き上げて、40%以上にすることを求めている。

また、RED III 案では運輸部門、冷暖房部門、地域冷暖房部門の各部門においても再エネ割合の数値目標を定めており、その達成を各国に求めている（ただし、冷暖房部門の目標は努力目標である）。加えて、建築部門における再エネ導入目標、運輸部門における RFNBO の導入目標、産業部門における再エネ導入目標並びに再生可能水素の導入目標新設を提案している。

¹ Fit for 55 : 2030 年の GHG 削減目標。1990 年比で少なくとも 55%削減を達成するための政策パッケージ (<https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>)

² Questions and Answers on the EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_595)

表 2-1 REDⅡとREDⅢの主な数値目標

部門	REDⅡ	REDⅢ案
EU 全体	<ul style="list-style-type: none"> ● EU 域内の最終エネ消費量における再エネ割合を 2030 年までに 32%以上に増加 	<ul style="list-style-type: none"> ● EU 域内の最終エネ消費量における再エネ比率を 2030 年までに 40%以上に増加
運輸部門	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ割合を 2030 年までに 14%以上に増加 ● 先進的なバイオ燃料・バイオガスの割合を、2022 年までに 0.2%以上、2025 年までに 1%以上、2030 年に 3.5%以上に増加 	<ul style="list-style-type: none"> ● GHG 排出強度を 13%以上削減 ● 先進的なバイオ燃料・バイオガスの割合を、2022 年までに 0.2%以上、2025 年までに 0.5%以上、2030 年までに 2.2%以上に増加 ● RFNBO の割合を 2030 年に 2.6%以上に増加
産業部門	—	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ割合を毎年 1.1 ポイント以上増加 ● 水素消費のうち 50%を RFNBO
建築物部門	—	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ割合を 2030 年に 49%に増加（努力目標）
冷暖房部門	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ割合を毎年 1.3 ポイント増加（努力目標） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ割合を毎年 1.1 ポイント増加
地域冷暖房部門	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ+廃熱の割合を毎年 1 ポイント以上増加 	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ+廃熱の割合を毎年 2.1 ポイント以上増加

（出典）欧州委員会「Directive (EU) 2018/2001」および「COM (2021) 557 final」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

2.1.2. REpowerEU 計画における REDⅢ案の改正

欧州委員会は 2022 年 5 月に RepowerEU 計画を発表し（2.5 にて詳細後述）、表 2-2 の通り、REDⅢ案の目標割合をさらに引き上げる案を提示している。具体的な内容としては、2030 年の欧州域内の再エネ導入目標の割合を 40%から 45%に引き上げる点や、運輸部門における RFNBO 導入目標と産業部門の水素消費における再生可能水素の導入目標について、目標割合の引き上げを提案している。

表 2-2 REPowerEU による数値目標の引き上げ提案

再エネ割合目標	REDⅢ案（2021 年 7 月時点）	REDⅢ案（REpowerEU 提案時点）
EU 全体の再エネ割合	● EU 域内の最終エネルギー消費量における再エネ割合を 2030 年までに 40%以上に増加	● EU 域内の最終エネルギー消費量における再エネ比率を 2030 年までに 45%以上に増加
運輸部門の RFNBO 割合	● RFNBO の割合を 2030 年に 2.6%以上に増加	● RFNBO の割合を 2030 年に 5%以上に増加
産業部門の再生可能水素割合	● 水素消費のうち 50%を RFNBO	● 水素消費のうち 75%を RFNBO

（出典）欧州委員会「Communication REPowerEU Plan COM (2022)230」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

2.1.3. 合成メタンの位置づけ

REDⅡ、REDⅢ案では、非バイオ由来の再生可能燃料（RFNBO: Renewable Liquid and Gaseous Fuels of Non-Biological Origin、以下 RFNBO と呼称）と再生炭素燃料（RCF: Recycled Carbon Fuel、以下 RCF と呼称）を、表 2-3 のように定義している。REDⅡでは、RFNBO の使用用途が輸送分野に限定されていたが、REDⅢ案ではその他の用途での利用も認められる形で定義が修正されている。

RFNBO は、REDⅡでは運輸部門における再エネ導入目標において適用可能であり、REDⅢ案では各部門における再エネ導入目標において適用可能となった。なお、RCF は REDⅡ³および REDⅢ案⁴ともに、運輸部門における再エネ導入目標に適用可能という整理である。

表 2-3 を踏まえると、RFNBO には、再生可能電力を用いて生産された水素（いわゆる再生可能水素）および再生可能水素を用いて生産された合成燃料が該当すると考えられる。つまり、欧州における合成メタンは、再生可能水素を原料とする場合には RFNBO として定義され、RED の再エネ導入目標によって導入が促進されると考えられる。

³ REDⅡ（Directive (EU) 2018/2001）では第 25 条にて言及

⁴ REDⅢ案（COM（2021）557 final）では第 29a 条にて言及

表 2-3 REDⅡおよびREDⅢ案におけるRFNBOとRCFの定義

用語	REDⅡ	REDⅢ案
RFNBO	<p>バイオ燃料やバイオガス以外の輸送分野で使用される液体・気体燃料で、バイオマス以外の再生可能資源に由来する燃料</p> <p>(原文)</p> <p>liquid or gaseous fuels which are used in the transport sector other than biofuels or biogas, the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass</p>	<p>バイオマス以外の再生可能資源に由来する液体・気体燃料</p> <p>(原文)</p> <p>liquid and gaseous fuels the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass</p>
RCF	<p>廃棄物指令の第4条に従って資源回収に適さない、再生不可能な起源由来の液体または固体の廃棄物の流れから生産される液体・気体燃料</p> <p>または 産業施設の生産プロセスにおける不可避かつ非意図的な、再生不可能な起源由来の廃棄物処理ガスおよび排ガスから生産される液体・気体燃料</p> <p>(原文)</p> <p>liquid and gaseous fuels that are produced from liquid or solid waste streams of non-renewable origin which are not suitable for material recovery in accordance with Article 4 of Directive 2008/98/EC, or from waste processing gas and exhaust gas of non-renewable origin which are produced as an unavoidable and unintentional consequence of the production process in industrial installations</p>	<p>同左。</p>

(出典) 欧州委員会「Directive (EU) 2018/2001」「COM (2021) 557 final」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

2.1.4. RFNBO の再エネ基準・排出削減基準に関する委任規則案

再エネ導入目標に適用可能な RFNBO は、再エネ電力基準と排出削減基準を満たす必要がある。両基準は、RED II および RED III 案において委任規則で定める予定と記載されていたが、長らく策定されず、RFNBO 生産事業者や事業者団体から批判を浴びてきた。そのなかで、2023 年 2 月に欧州委員会により委任規則案が提出された。今後は、2 か月間にわたり欧州議会および欧州理事会によって委任規則案の採択について審議が行われる。

(1) 再エネ電力基準

欧州委員会は再エネ導入目標に適用可能な RFNBO に対して、RFNBO 製造に用いる再エネに対して厳しい追加性・地理的相関性・時間的相関性の基準を設定している。具体的には、RFNBO 製造に用いる再エネとして、表 2-4 の通り、5 つのケースを認めており、それぞれのケースごとに追加性・地理的相関性・時間的相関性の基準を設定している。

追加性の基準は、RFNBO 生産により再エネ電力の供給量が減少しないようにするため措置であると考えられる。また、地理的相関性と時間的相関性の基準を設定している理由は、系統から再エネ電力を調達するケースにおいて、RFNBO 生産に用いる電力と再エネ設備由来の電力が対応していることを示すためであると考えられる。

表 2-4 RFNBO 製造に用いる再エネ電力の基準

ケース①：再エネ設備から直接再エネ電力を調達して、RFNBO 製造に用いる場合	
基準	以下の追加性と地理的相関性の基準を満たす必要がある。
追加性	再エネ発電設備が、燃料生産開始の 3 年前以内に運転開始。
地理的相関性	以下の基準をともに満たす。 <ul style="list-style-type: none">再エネ発電設備と燃料生産設備が直接接続されている、または、再エネ発電と燃料生産が同一施設内で行われている。再エネ発電設備が系統につながっていない、または、系統とつながっているが系統から電力を取り出して燃料生産に用いていない。
時間的相関性	—
ケース②：再エネ購入契約を結び、系統から電力を調達して、RFNBO 製造に用いる場合	
基準	以下の追加性と地理的相関性と時間的相関性の基準を満たす必要がある。
追加性	以下の基準をともに満たす。(2027 年までに稼働する生産設備には、2037 年まで免除) <ul style="list-style-type: none">再エネ発電設備が、RFNBO 生産開始の 3 年前以内に運転開始。再エネ発電設備が運営・設備において補助金を受けていない。
地理的相関性	再エネ発電設備が、以下のいずれかに設置されている。

	<ul style="list-style-type: none"> 電解槽と同じ入札区域 電解槽のある入札区域より電力価格が高いまたは等しく、隣接している入札区域。 電解槽のある入札区域に隣接する洋上入札区域
時間的相関性	<p>RFNBO を以下のいずれかの方法で生産</p> <ul style="list-style-type: none"> 再エネ発電設備で発電されたのと同じ 1 時間以内に生産。または、電解槽と同じネットワーク接続点に設置された蓄電池に、再エネ発電設備で発電されたのと同じ 1 時間以内に蓄電された電力で生産。(2029 年末まで「1 時間」→「1 か月」に緩和) 入札区域内における 1 時間の電力価格が、20£/MWh 未満 or CO2t の排出枠価格×0.36 未満である再エネ電力で生産
ケース③：再エネ普及率が高い地域において、系統から電力を調達して、RFNBO 製造に用いる場合	
基準	<p>昨年の再エネ率が 90%以上で、RFNBO 生産時間が昨年の総時間数×該当地域の再エネ割合を超えない地域に RFNBO 生産設備が設置されている必要がある。</p>
追加性	—
地理的相関性	—
時間的相関性	—
ケース④：電力排出係数が低い地域で、系統電力から調達して、RFNBO 製造に用いる場合	
基準	<p>電力の排出係数が 18gCO2eq/MJ 未満の入札区域に、RFNBO 生産設備を設置し、系統から電力を調達する必要がある。</p>
追加性	1 つ以上の再エネ購入契約を締結。
地理的相関性	<p>再エネ発電設備が、以下のいずれかに設置されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> 電解槽と同じ入札区域 電解槽のある入札区域より電力価格が高いまたは等しく、隣接している入札区域。 電解槽のある入札区域に隣接する洋上入札区域
時間的相関性	<p>RFNBO を以下のいずれかの方法で生産</p> <ul style="list-style-type: none"> 再エネ発電設備で発電されたのと同じ 1 時間以内に生産。または、電解槽と同じネットワーク接続点に設置された蓄電池に、再エネ発電設備で発電されたのと同じ 1 時間以内に蓄電された電力で生産。(2029 年末まで「1 時間」→「1 か月」に緩和) 入札区域内における 1 時間の電力価格が、20£/MWh 未満 or CO2t の排出枠価格×0.36 未満である再エネ電力で生産
ケース⑤：需給調整のために消費される電力を系統から調達し、RFNBO 製造に用いる場合	
基準	<p>再エネ発電設備が再給電 (re dispatch) を行っている際に系統から電力を調達し、その</p>

	電力を RFNBO 生産に使用することで、再給電の必要量を減少させたことを示す必要がある。
追加性	—
地理的相関性	—
時間的相関性	—

(出典) 欧州委員会「Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(2) 排出削減基準

欧州委員会は再エネ導入目標に適用可能な RFNBO と RCF に対して、排出削減割合の基準を設定している。欧州委員会が提出した委任規則案では、RFNBO と RCF とともに、輸送用化石燃料の排出原単位 (94gCO₂eq/MJ) をベースラインとし、LC-GHG 排出量削減割合が 70%以上であることを要求している。RFNBO の LC-GHG 排出量の計算式は図 2-1 の通りであり、投入物の排出 ($e_{i\text{ elastic}} + e_{i\text{ rigid}}$)、製造時の排出 (e_p)、輸送時の排出 (e_{td})、使用 (燃料燃焼) 時の排出 (e_u) を足し合わせ、CCS による除去 (e_{ccs}) を引いて算出する。上記に加え、表 2-5 に記載されている基準を満たす原料 CO₂ である場合は、投入物の従来使用による GHG 排出量 ($e_{ex\text{ use}}$) に該当し、投入物の供給による GHG 排出量 (e_i) から差し引くことが可能である。

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

E : RCF・RFNBO 使用時の総 GHG 排出量
 e_i : 投入物の供給による GHG 排出量
 $e_i = e_{i\text{ elastic}} + e_{i\text{ rigid}} - e_{ex\text{ use}}$
 $e_{i\text{ elastic}}$: 弾性投入物による GHG 排出量
 $e_{i\text{ rigid}}$: 剛性投入物による GHG 排出量
 $e_{ex\text{ use}}$: 投入物の従来使用による GHG 排出量
 e_p : 製造プロセス由来の GHG 排出量
 e_{td} : 輸送時の GHG 排出量
 e_u : 使用時の GHG 排出量
 e_{ccs} : 地下貯留分の GHG 排出量

図 2-1 RFNBO・RCF の LC-GHG 排出量の算定式

(出典) 欧州委員会「Delegated regulation for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

表 2-5 の回収源、基準については、本委任規則案の検討段階でも大きな論点となってお

り、現在の欧州委員会案では、大気から回収した CO₂ だけでなく、対象産業・対象期間を定めたうえで、対象産業活動における化石燃料燃焼から回収した CO₂ も回収源の対象としている点が特徴である。表 2-5 に記載されている通り、化石燃料燃焼から回収された CO₂ の場合、発電由来 CO₂ は 2035 年まで、発電以外の産業活動由来 CO₂ は 2040 年まで差し引くことが可能という整理である。

表 2-5 RFNBO・RCF の LC-GHG 排出量算定で差し引ける原料 CO₂ の基準

回収源	基準
産業活動の化石燃料燃料 に由来する CO ₂	<p>EU-ETS 指令の Annex I に記載されている活動から回収されており、効果的なカーボンプライシングの対象として考慮されている場合は、2036 年前までに燃料の化学組成に組み込まれている CO₂ は、LC-GHG 排出量から差し引くことができる。発電用燃料の燃焼以外の場合は、この期間を 2041 年前までに延長できる。</p> <p>(原文)</p> <p>This includes CO₂ that was captured and incorporated into the fuel provided that at least one of the following conditions is fulfilled:</p> <p>The CO₂ has been captured from an activity listed under Annex I of Directive 2003/87/EC and has been taken into account upstream in an effective carbon pricing system and is incorporated in the chemical composition of the fuel before 2036. This date shall be extended to 2041 in other cases than CO₂ stemming from the combustion of fuels for electricity generation</p>
バイオ燃料、バイオ液体燃料、バイオマス燃料の生産・燃料に由来する CO ₂	<p>RED II の Annex V、Annex VI で設定された持続可能性基準および GHG 排出量削減基準を満たしており、その CO₂ 回収および代替による排出削減クレジットを受け取っていない場合、バイオ燃料、バイオ液体燃料、バイオマス燃料の製造および燃焼から回収された CO₂ は、持続可能性基準と GHG 排出量削減基準を満たす場合、LC-GHG 排出量から差し引くことができる。</p> <p>(原文)</p> <p>This includes CO₂ that was captured and incorporated into the fuel provided that at least one of the following conditions is fulfilled:</p> <p>The captured CO₂ stems from the production or the combustion of biofuels, bioliquids or biomass fuels complying with the sustainability and greenhouse gas saving criteria and the CO₂ capture did not receive</p>

回収源	基準
	credits for emission savings from CO2 capture and replacement, set out in Annex V and VI of Directive (EU) 2018/2001
大気から回収した CO2	<p>大気から回収された CO2 は、LC-GHG 排出量から差し引くことができる。</p> <p>(原文)</p> <p>This includes CO2 that was captured and incorporated into the fuel provided that at least one of the following conditions is fulfilled:</p> <p>The CO2 has been captured from the air;</p>
地層由来の CO2、既に自然発生している CO2	<p>地層由来の CO2、過去に既に自然に発生している CO2 は、LC-GHG 排出量から差し引くことができる。</p> <p>(原文)</p> <p>This includes CO2 that was captured and incorporated into the fuel provided that at least one of the following conditions is fulfilled:</p> <p>The captured CO2 stems from a geological source of CO2 and the CO2 was previously released naturally</p>
RFNBO・RCF の燃焼由来の CO2	<p>RED II および RED III 案の 25 (2)、28 (5) で定められている、GHG 排出削減基準を満たす RFNBO・RCF の燃料から回収された CO2 は、LC-GHG 排出量から差し引くことができる。</p> <p>(原文)</p> <p>This includes CO2 that was captured and incorporated into the fuel provided that at least one of the following conditions is fulfilled:</p> <p>The captured CO2 stems from the combustion of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin or recycled carbon fuels complying with the greenhouse gas saving criteria, set out in Article 25(2) and Article 28(5) of Directive (EU) 2018/2001 and this Regulation</p>

(出典) 欧州委員会「Delegated regulation for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

2.2. EU ガス指令・ガス規制

欧州委員会は 2021 年 12 月に、「Hydrogen and decarbonized gas markets packages」(以下、EU ガスパッケージ)を発表した。本パッケージには、ガス規制 (Gas Regulation)・ガス指令 (Gas Directive) の改正案が含まれており、ガス指令・ガス規制の改正案では、再生可能ガス (Renewable Gas) および低炭素ガス (Low-Carbon Gas) の導入促進に向けた様々な施策が提案されている。2022 年度には、本改正案に関わる大きな動きは見られなかったが、ガス指令・ガス規制の改正案では、再生可能ガスと低炭素ガスの定義を RED に倣って表 2-5 のように定義しているため、2.1.4 で整理した RED における RFNBO と RCF の基準に関する議論は、本改正案にも影響すると考えられる。

表 2-6 Renewable Gas と Low-Carbon Gas の定義

用語	ガス指令・ガス規制の改正案における定義
Renewable gas	RED の 2(28)で定義されるバイオガス (バイオメタンを含む)、RED の 2(36)で定義される RFNBO (原文) biogas as defined in Article 2, point (28) of Directive 2018/2001, including biomethane, and renewable gaseous fuels part of fuels of non-biological origins ('RFNBOs') as defined in Article 2, point (36) of that Directive'
Low-carbon gas	RED の 2(35)で定義される RCF、GHG 排出削減割合が 70% 以上である、低炭素水素(Low-carbon hydrogen※)および含有エネルギーが低炭素水素に由来する合成ガス燃料 (原文) the part of gaseous fuels in recycled carbon fuels as defined in Article 2, point (35) of Directive (EU) 2018/2001, low-carbon hydrogen and synthetic gaseous fuels the energy content of which is derived from low-carbon hydrogen, which meet the greenhouse gas emission reduction threshold of 70% ※Low-carbon hydrogen の定義は、含有エネルギーが非再生可能な資源に由来し、GHG 排出削減割合が 70%以上である水素 (hydrogen the energy content of which is derived from non-renewable sources, which meets a greenhouse gas emission reduction threshold of 70%)

(出典) 欧州委員会「COM(2021)803 final」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

2.3. EU タクソノミー

2022 年度において、EU タクソノミーにおいてガスやメタネーションに関わる大きな動きは見られなかった。なお、天然ガスに関する EU タクソノミー基準については、2022 年 1 月に欧州委員会から提案された委任法案は、同年 3 月に正式に採択され、2023 年 1 月 1 日から適用されている。

2.4. EU-ETS

2022 年度において、EU-ETS における合成メタンの扱いに関して大きな動きは見られなかった。

2.5. REPowerEU

欧州はロシア産天然ガスに強く依存しており、EU の天然ガス輸入のうち半分弱（約 155bcm）がロシア産となっている。ロシアのウクライナ侵攻を受けて、ロシアへの依存から脱却する計画として REPowerEU 計画を発表した。本計画の中では、「省エネ」「供給先の多様化」「クリーンエネルギーへの転換」によって、2030 年より早期にロシア産天然ガスの輸入量をゼロにすることを目指すとしている。

2.5.1. 概要

REPowerEU による具体的な提案内容は表 2-7 に示した通りである。クリーンエネルギーの取組としては再エネ、再生可能水素、バイオメタンの取組に注力していく旨が示されている。

表 2-7 REPowerEU の主な内容

取組内容	主な提案内容
省エネ	<ul style="list-style-type: none">エネルギー効率化指令の改正案における 2030 年までの効率化目標を、2020 年比 9%から 13%に引き上げ。産業・家庭向けに、今冬の石油・ガスの需要 5%削減のための「EU Save Energy Communication」キャンペーンを公表。
供給先の多様化	<ul style="list-style-type: none">ガス・LNG・水素の購入の際に、加盟国間で需要やインフラ使用などの最適化を行う「EU エネルギープラットフォーム」を設置。加盟国に代わり欧州委員会がガス購入の交渉と契約を行う、共同購

取組内容		主な提案内容
		入メカニズムの開発を検討。
クリーン エネルギー 転換	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> • REDⅢ 案におけ 2030 年再エネ割合目標を、 40%から 45% に引き上げ。 • 2025 年までに太陽光発電を 320GW 以上、2030 年までに 600GW 新設。 • 新設の公共、商業、住宅ビルにおけるソーラーパネル設置義務などを導入。
	水素	<ul style="list-style-type: none"> • 2030 年までに、再生可能水素の国内生産量を 1,000 万 t、輸入量を 1,000 万 t（うち 400 万 t をアンモニアで輸送）にする。 • REDⅢ 案の 2030 年までの輸送部門の RFNBO 割合目標を 2.6%→5%に引き上げ。 • REDⅢ案の産業部門の水素消費における再生可能水素の割合目標を 50%→75%に引き上げ。 • Horizon Europe の投資を補充し、水素バレーの数を 2 倍にする。
	バイオメタン	<ul style="list-style-type: none"> • 2030 年までに持続可能なバイオメタンの 35bcm 生産を目指す。 • バイオガスとバイオメタンの産業パートナーシップを作成し、生産と利用を促進。 • EU のガスグリッドを介してバイオメタンを輸送するためのインフラの調整を進める。 • バイオガスをバイオメタンにアップグレードするインセンティブを提供。

（出典）欧州委員会「Communication REPowerEU Plan COM (2022)230」をもとに、みずほリサーチ
&テクノロジーズ作成

2.5.2. 合成メタンの位置づけ

REPowerEU が提案するクリーンエネルギーへの転換の取組は、バイオメタンと再生可能水素に焦点を当てており、合成メタンについては言及がない。欧州委員会は本計画の検討にあたり、PRIMES モデルを用いて、REPowerEU 計画を実装したケースにおけるエネルギー構造の将来予測をしており、そのなかで水素の使用用途についても分析している。この試算結果によれば、REPowerEU の提案を実装した場合、再生可能水素の 2030 年導入目標量 2,000 万 t のうち、180 万 t が合成燃料の生産に用いることが予想されている（図 2-2）。



（出典）欧州委員会「SWD(2022)230 final」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

図 2-2 REPowerEU 計画実装時に想定される再生可能水素の利用用途

2.6. Sustainable Carbon Cycles 計画

欧州委員会は 2021 年 12 月に、炭素除去に関する行動計画として「Sustainable Carbon Cycles」計画を採択した。また本計画のなかで記載された通りに、欧州委員会は 2022 年 12 月に、炭素除去の認証制度の規則案を発表した。

2.6.1. Sustainable Carbon Cycles 計画の概要

Sustainable Carbon Cycles 計画では、カーボンファーマーミングや CCUS に関連して今後の取組の実施計画と目標を、表 2-8 のように定めた。CCUS における 2030 年回収量目標等が定めたほか、2022 年末までに、炭素除去量の算定と認証に関する枠組みを提案する旨を記載している。

表 2-8 Sustainable Carbon Cycles 計画の主な内容

取組内容	主な提案内容
カーボンファーミング	<p>【目標】</p> <ul style="list-style-type: none"> 2028 年までに、すべての農地管理者が検証された排出量・除去量のデータにアクセスできるようにする 2030 年までに土地セクターで 310MtCO₂eq の除去を目指す <p>【実施計画】</p> <ul style="list-style-type: none"> カーボンファーミングのベストプラクティス、モニタリング、検証、報告の方法論に関する専門家グループを創設 CAP、LIFE、Innovation Fund、Horizon Europe などの政策・プログラムを通じ、カーボンファーミングの資金提供
CCUS	<p>【目標】</p> <ul style="list-style-type: none"> 2028 年までに、産業によって回収・輸送・使用・貯蔵された CO₂ 量を、その起源とともに報告できるようにする 2030 年までに、化学製品とプラスチック製品に使用される炭素の 20%以上を、持続可能な非化石源から供給 2030 年までに、毎年 5Mt の CO₂ を大気から回収し、技術的手法を通じて恒久的に貯留 <p>【実施計画】</p> <ul style="list-style-type: none"> 木造建築製品における炭素除去の基準を作成 バイオエコノミーを統合した土地利用評価の公表 Innovation Fund や Horizon Europe を通じた、産業における炭素除去への資金提供 CO₂ 輸送ネットワークに関する調査、CCS 指令の更新、CCUS forum の毎年開催
炭素除去認証	<ul style="list-style-type: none"> 欧州委員会は 2022 年末までに、炭素除去量の算定と認証に関する枠組みを提案

(出典) 欧州委員会「COM(2021)800 final」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

2.6.2. 炭素除去の認証制度案の概要

欧州委員会は Sustainable Carbon Cycles 計画通りに、2022 年 12 月に炭素除去の認証制度案を発表した。本制度は、グリーンウォッシュを避けつつ、炭素除去を促進することを目的に、EU が炭素除去の認証の枠組みを定めるものである。本制度案では認証の品質基準や運用規則を定めており、実際にその基準や規則に沿って認証制度を運用していくのは、欧州委員会が別途承認した公的・民間の認証スキームとなる。

本制度案は品質基準を定め、炭素除去の認証を取得する際には、除去活動がこの基準を満たすことを方法論で示す必要があるとした。方法論については、除去活動タイプごとに、今後委任法で定められる。定められた品質基準は表 2-9 の通りに「Qualification（定量化）」「Additionality（追加性）」「Long-term Storage（長期貯留）」「Sustainability（持続可能性）」の 4 つで構成されており、それぞれの頭文字をとって QUALITY（=品質の意）と呼ばれている。

表 2-9 炭素除去の認証制度における品質基準

基準項目	主な内容
Qualification	<ul style="list-style-type: none"> 正味の炭素除去便益（ベースライン除去量－除去量＋排出量）があること
Additionality	<ul style="list-style-type: none"> EU と国の法廷要件を超えており、かつ、炭素除去認証のインセンティブ効果によって取り組まれること
Long-term Storage	<ul style="list-style-type: none"> 炭素の長期貯留を目指していることを実証すること 貯留された炭素が放出されるリスクを監視して軽減すること
Sustainability	<ul style="list-style-type: none"> 「気候変動緩和・適応」「循環型社会への移行」「汚染の防止・管理」「生物多様性の保護・回復」に悪影響を及ぼさないこと

（出典）欧州委員会「Ares (2022)869812」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

認証を取得するには、認証スキームに申請書を提出したうえで、認証機関に対して適用した方法論、期待される炭素除去総量・正味炭素除去便益などの情報を提出する必要がある。それを受けて認証機関は、検証を行うために品質基準への適合状況の認証監査を行い、認証に含める情報を含めた監査報告書と認証を発行する。監査報告書と認証はレジストリで公開され、透明性が担保される。

本認証制度の対象となる炭素除去は「大気または生物起源の炭素の、地質学的炭素プール、生物的炭素プール、長期に持続する製品・素材、海洋への貯留、または生物起源炭素プールから大気への炭素排出の削減」と定義されており、具体的な該当例は表 2-10 の通りに挙げ

られている。化石由来の炭素を対象とした貯留や、短期的な貯留は対象になっていない。

表 2-10 炭素除去の認証制度の対象活動

活動内容	
恒久的な炭素の貯留	<ul style="list-style-type: none"> • BECCS • DACCS
カーボンファーマーミング	<ul style="list-style-type: none"> • 植林・森林再生 • アグロフォレストリー • 泥炭湿地の再生 • 森林管理の高度化 • 鉱質土壌中の有機炭素の増加 • ブルーカーボン
長期的に持続する製品・原料への炭素貯留	<ul style="list-style-type: none"> • 建築物中のバイオマス • 長期（数十年以上）にわたり炭素を貯留する CCU

（出典）欧州委員会「Ares (2022)869812」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

2.7. インフレ抑制法

2022 年 8 月に、アメリカでインフレ抑制法（Inflation Reduction Act）が成立した。本法は、過度なインフレを抑制するとともに、エネルギー安全保障や気候変動対策を進めることを目的としたものである。本法の中で、CCUS 実施に対する税制控除を定める税制優遇制度（以下、45Q）の内容を改訂し、控除額の増加および対象活動の拡張を行った。

2.7.1. 45Q の改訂

45Q とは、炭素を回収する DACS 設備や発電設備、その他の産業設備を対象に、CO₂ の貯留・利用量に応じて税額控除を認める制度である。各設備に対して控除対象要件が定められており、その要件はインフレ抑制法によって表 2-11 のように拡張された。この要件を満たせば、設備が稼働してから 12 年間、税額控除を申請することが可能である。

表 2-11 45Q の控除対象要件

要件	改訂前	改訂後
施設の炭素回収量	<ul style="list-style-type: none">● DACS 設備 …年間 10,000tCO₂ 以上を回収● 発電設備 …年間 50,000tCO₂ 以上を回収● それ以外の産業 …年間 100,000tCO₂ 以上を回収	<ul style="list-style-type: none">● DACS 設備 …年間 1,000tCO₂ 以上を回収● 発電設備 …年間 18,750tCO₂ 以上を回収、かつ CO₂ 排出量の 75%以上を回収● それ以外の産業 …年間 12,500tCO₂ 以上を回収
設備の建設年	2026 年 1 月 1 日までに建設開始	2033 年 1 月 1 日までに建設開始

（出典）IRS 「Instructions for Form 8933(12/2022) Carbon Oxide Sequestration Credit」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

45Q における税額控除額は、捕捉した CO₂ を地下貯留するか、EOR または CCU するかによって異なる。インフレ抑制法での改訂では、控除額が大幅に増加され、これまでなかった DAC に関する控除額が新たに設定された。なお、控除対象となっている CCU には、以下が該当する。

- ✓ 藻類またはバクテリアの成長などによる光合成または化学合成による固定
- ✓ 安全に貯留される原材料や化学製品への化学転換
- ✓ 政府によって認められた、商業市場が存在するその他の目的のための利用

表 2-12 45Q の控除額

		改訂前		改訂後	
		特別要件を 満たさない場合	特別要件を 満たす場合	特別要件を 満たさない場合	特別要件を 満たす場合
産業由来 CCUS	地下貯留	10 \$/tCO ₂	50 \$/tCO ₂	17 \$/tCO ₂	85 \$/tCO ₂
	EOR、CCU	7 \$/tCO ₂	35 \$/tCO ₂	12 \$/tCO ₂	60 \$/tCO ₂
DAC 由来 CCUS	地下貯留	10 \$/tCO ₂	50 \$/tCO ₂	36 \$/tCO ₂	180 \$/tCO ₂
	EOR、CCU	10 \$/tCO ₂	50 \$/tCO ₂	26 \$/tCO ₂	130 \$/tCO ₂

(出典) IRS 「Instructions for Form 8933(12/2022) Carbon Oxide Sequestration Credit」をもとに、
みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

3. 国際組織・イニシアチブ等の動向調査

合成メタンや水素などのガス燃料の脱炭素化に関連する、国際組織・イニシアチブの動向について整理を行った。

3.1. GHG プロトコル「Land Sector and Removals Guidance」

GHG プロトコルとは、国際的に標準化された GHG 排出量の算定と報告の基準を開発し、その利用促進を図る国際組織である。アメリカの環境シンクタンクである世界資源研究所 WRI と、持続可能な開発を目指す企業連合体である WBCSD（持続可能な開発のための世界経済人会議）が運営している。GHG プロトコルが策定した算定基準は、SBT（Science Based Targets）や CDP における排出量報告などに用いられており、デファクトスタンダード化している。

GHG プロトコルは 2019 年 9 月に、これまで整理してこなかった「炭素除去」「土地利用」「バイオエネルギーとその他の生物的生成物」に関する排出量算定のガイダンスを作成するため、Land Sector and Removals Initiative を立ち上げた。そのガイダンス作成作業は大幅に遅延しながらも、2022 年 9 月に Land Sector and Removals Guidance（以下、本ガイダンス案）のドラフトが公表された。本ガイダンス案は、2023 年 2 月 28 日までパイロットテスト参加企業からフィードバックを受け付けた後に、2023 年第 3 四半期までに最終公表される予定となっている（ドラフト公表時は第 2 四半期までに公表予定とされていたが、2023 年 2 月に第 3 四半期へと延期が公表された）。

3.1.1. 概要

GHG プロトコル Land Sector and Removals Guidance では、これまでのガイダンス等⁵では対象になっていなかった除去を対象にしている。本ガイダンス案では、排出(emission)を大気への GHG の放出、除去 (removal) を大気から大気以外の炭素プールへの GHG の移動と定義している。プール (pool) とは、GHG またはその派生物質を貯留する物理的な貯留層または媒質と定義されており、具体的には表 3-1 のように分類されている。なお、除去の定義及び表 3-1 を踏まえると、合成メタンについては、DAC 由来であれば大気から TCDR ベース製品炭素プールへの除去であると見なされる。

⁵ これまで、Corporate Standard (<https://ghgprotocol.org/corporate-standard>) や Scope 2 Guidance (https://ghgprotocol.org/scope_2_guidance) が発表されている。

表 3-1 GHG プロトコルによるプールの分類

プールの分類		概要
土地ベース炭素プール Land-base carbon pool	バイオマス炭素プール Biomass carbon pool	陸上の木本、草本、根に含まれる炭素
	DOM 炭素プール Dead Organic matter carbon pool	枯死した木本、草本、非化石由来の有機混合物に含まれる炭素
	土壌炭素プール Soil carbon pool	鉱物土壌、有機土壌、無機土壌に含まれる炭素
製品炭素プール Product carbon pool	生物起源製品炭素プール Biogenic product carbon pool	生物学的プロセスや生物に由来する原料・製品に含まれる炭素
	TCDR ベース製品炭素プール TCDR-based product carbon pool	技術的な除去プロセスに由来する原料・製品（DAC 由来の合成燃料など）に含まれる炭素
地質学的炭素プール Geologic carbon pool	地質学的炭素プール Geologic carbon pool	地層や無機鉱物に含まれる炭素

（出典）GHG プロトコル「Land Sector and Removals Guidance Part 1: Accounting and Reporting Requirements and Guidance Draft for Pilot Testing and Review」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジー作成

排出量および除去量の算定方法には、stock-change approach と flow approach の 2 つがあると整理している（表 3-2）。stock-change approach で算定した排出量と除去量は（net）emissions および net removals、flow approach で算定した排出量と除去量は gross emissions および gross removals と分類される。排出量と除去量は、排出・除去されるプールによっても分類され、最終的に企業は表 3-3 の項目ごとに排出量と除去量の報告を行うことと整理している。なお、各項目において、Scope1,2,3 およびカテゴリ 1-15 の考え方は、基本的にはこれまでの GHG プロトコルの考え方を踏襲したものになっている。既存の GHG プロトコルにおける企業の Scope1,2,3 の算定・報告基準⁶では、Non-land emission のみ対象であるため、本ガイダンス案は企業が算定する排出・除去を大きく拡張することを求めるものであると考えられる。

⁶ GHG プロトコルにおける既存の算定・報告基準として、Corporate Accounting and Reporting Standard、Corporate Value Chain（Scope3）Standard、Scope3 Calculation Guidance、Scope2 Guidance が存在。

表 3-2 GHG プロトコルが提案する 2 つの算定アプローチ

	Stock-Change Approach	Flow Approach
概要	<ul style="list-style-type: none"> 炭素循環経路における炭素ストックの変化をもとに排出と除去の正味のフラックスを算定。 算定結果は、Net emissions/Net removals として計上する。炭素ストックが減少している場合は Net emissions、増加している場合は Net removals に該当。 短期的な除去・利用経路を捕捉しづらい。 	<ul style="list-style-type: none"> 炭素循環経路における炭素のフローをもとに、排出と除去の総フラックスを算定。 算定結果は、排出は Gross emissions、除去は Gross removals として計上する。 短期的な除去・利用経路を捕捉することができる。

(出典) GHG プロトコル「Land Sector and Removals Guidance Part 1: Accounting and Reporting Requirements and Guidance Draft for Pilot Testing and Review」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジー作成

表 3-3 GHG プロトコルが提案する算定項目の一覧

Emissions	Non-land emissions
	Land use change emissions
	Land management net CO2 emissions
	Land management non-CO2 emissions
	Net CO2 emissions from geologic storage
	Net CO2 emissions from biogenic product storage
	Net CO2 emissions from TCDR-based product storage
Net removals	Land management net removals (任意)
	Net biogenic removals with geologic storage (任意)
	Net technological removals with geologic storage (任意)
	Net biogenic removals with product storage (任意)
	Net technological removals with product storage (任意)
Gross emissions	Gross biogenic product CO2 emissions
	Gross biogenic land CO2 emissions (任意)
	Gross TCDR-based product CO2 emissions
	Gross CO2 emissions from geologic storage
Gross removals	Gross biogenic land CO2 removals (任意)
	Gross technological CO2 removals (任意)

(出典) GHG プロトコル「Land Sector and Removals Guidance Part 1: Accounting and Reporting Requirements and Guidance Draft for Pilot Testing and Review」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジー作成

※なお、このほか、過去に報告した除去からの排出を reversal として報告する必要がある。

3.1.2. ガスの証書の扱い

Land Sector and Removals Guidance のドラフトでは、Annex B で、バイオメタンの証書の扱いについても言及があり、共通パイプラインから調達したガスの燃焼による Scope1 に対して、バイオメタンの証書を用いることができないと整理されている。

一方、GHG プロトコルは既存の算定・報告基準⁷の更新および追加ガイダンスの作成も進めており、その中で Scope1,3 にも Scope2 と同じように証書の利用などを認めるマーケットベースの算定方法を導入すべきか否かについて、議論を予定している。この議論の結果によっては、上記のバイオメタン証書の扱いが変更される可能性がある。この更新および追

⁷ GHG プロトコルにおける既存の算定・報告基準として、Corporate Accounting and Reporting Standard、Corporate Value Chain (Scope3) Standard、Scope3 Calculation Guidance、Scope2 Guidance が存在。

加ガイダンスの作成作業は、2022 年 3 月から 2023 年 3 月までのパブリックコメント受け付けており、その後 1-2 年かけて作成されていく予定である。

なお、Land Sector and Remobval Gudance のドラフトに対して、2023 年 2 月に 57 のバイオガス・バイオメタンの業界団体や企業が連名で、バイオメタン証書を使用できるように修正するように求める書簡⁸を WRI に送っており、証書の利用可否は大きな論点となっている。

⁸ <https://www.worldbiogasassociation.org/biogas-trade-bodies-and-companies-call-for-an-urgent-rethink-on-ghg-protocol-guidance-for-corporate-biomethane-use-reporting/>

3.2. 国際海事機関（IMO）の気候変動対策における議論の整理

国際海事機関（IMO：International Maritime Organization）における GHG 削減戦略やライフサイクル排出量の扱い、ラベリングの考え方について整理した。

3.2.1. IMO における GHG 削減目標

IMO では、2018 年 4 月に「IMO GHG 削減戦略⁹」を採択し、2008 年比で 2050 年の GHG 排出量を半減させ、今世紀中できるだけ早期のタイミングで排出量をゼロとする目標を掲げている。一方で、世界的なカーボンニュートラルの流れを受け、2021 年 11 月より同戦略の改訂を開始しており、2023 年の完了を目指している。また、今後導入すべき中期対策として、経済的手法（MBM：Market Based Measure）や規制的手法の議論が行われている。

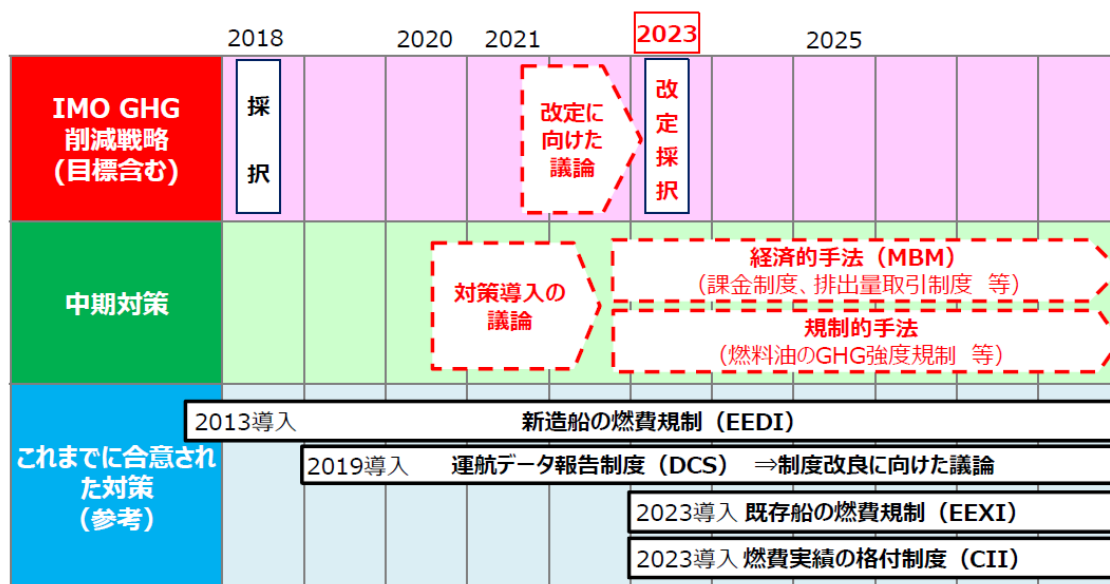


図 3-1 IMO における GHG 削減目標等の検討状況

（出典）国土交通省「船用燃料のライフサイクル GHG 排出量評価(LCA)ガイドラインの検討状況」

(1) 経済的手法：Feebate【日本提案】

日本政府は、化石燃料への課金（fee）とゼロエミッション船への還付（rebate）を組み合わせた課金・還付（feebate）制度を提案している。

化石燃料を使用する船舶から fee を徴収（IMO 基金としてプール）し、ゼロエミッション燃料を使用する船舶に対して rebate を行う制度である。化石燃料とゼロエミッション燃料の価格差を埋めることを主目的としており、ゼロエミッション燃料に還付を行うことで、

⁹ https://www.classnk.or.jp/hp/pdf/info_service/imo_and_iacs/MEPC72_sum.pdf

課金後の化石燃料よりも安価にすることで、ゼロエミッション船に導入インセンティブを付与し、初期導入（First Movers 支援）を促す経済的な手法である。

(2) 規制的手法：GFS（GHG Fuel Standard）【EU 提案】

EU 政府は、一定以上の大きさの船舶に対し、使用した燃料の年間 GHG 排出強度（gCO₂eq/MJ）を規制する制度を提案している。

基準への適合方法は以下の 3 パターンに分けられる。

① 基準適合燃料の使用：

既存燃料（重油や LNG）とともに、ゼロエミ燃料（バイオ燃料やアンモニア燃料等）を併用して、年間の基準値を達成する方法

② 柔軟性メカニズムの使用（事業者間の相対取引）：

GHG 排出強度が基準値を上回る場合、基準未達成分の排出枠に対しては、基準を超過達成し余剰排出枠を持つ事業者から取得することで基準を達成する方法

③ 柔軟性メカニズムの使用（IMO（基金）との取引）：

GHG 排出強度が基準値を上回る場合、基準未達成分の排出量に対して拠出金を IMO に支払い適合証明書を取得することで基準を達成する方法

3.2.2. 船舶燃料の GHG 排出量に関する Life Cycle Assessment（LCA）ガイドライン

現状の MARPOL 条約の附属書 VI において、船上燃焼時における GHG 発生量と計算する手法は存在しない状況であり、代替燃料（合成燃料、水素、アンモニア、バイオ燃料など）を燃料として船上で燃焼した際に生じる GHG 発生量を計算する手法が確立されていない。

このような状況において、IMO では、日本が主導して作成（オーストラリア・ノルウェー・欧州委員会も作成に参加）した船舶燃料の LCA ガイドライン案をベースとして検討が進められ、第 80 回海洋環境保護委員会（MEPC 80、2023 年 7 月）で最終化される予定である。

2023 年 2 月時点の LCA ガイドラインの主な検討状況は以下の通り。

(1) 主要な燃料の生産経路と原材料に応じた燃料のリスト化

生産経路と原材料により約 100 の燃料をリスト化する予定である。船用燃料として使用されている、あるいは今後使用が想定される燃料を網羅しており、下記はその一部である。

- 重油
- 化石由来 LNG
- カーボンリサイクルメタン（再エネ由来水素と産業活動由来 CO₂ をメタネーション）
- グリーンアンモニア（再エネ由来水素と空気中窒素を HB）

- ・ グリーンメタノール（再エネ由来水素とバイオマス由来 CO2 をメタノール合成）
- ・

(2) 持続可能性基準

下記の 10 項目についてそれぞれ持続可能性基準と関連する指標を検討中である。一方で、現時点では、燃料の選別に直結するような数値基準（閾値）は設定しない方向で検討が進められている。

表 3-4 持続可能性基準の 10 項目

項目
①GHG
②燃料中の炭素分の由来
③電力源
④直接土地利用変化
⑤間接土地利用変化
⑥水
⑦大気
⑧土壌
⑨廃棄物・化学物質
⑩生物多様性

（出典）国土交通省「船舶燃料のライフサイクル GHG 排出量評価(LCA)ガイドラインの検討状況」

(3) GHG 排出強度の計算式

船舶燃料のライフサイクル全体の GHG 排出強度は、陸上陸上（WtT : Well-to-Tank）GHG 排出強度、船上（TtW : Tank-to-Wake）GHG 排出強度を加味して算定されている。

WtT の GHG 排出強度は、燃焼とリークに伴う排出量から計算され、バイオ燃料等に関しては、カーボンニュートラルの考え方を取り入れて計算するケースとしないケースの 2 パターンで計算が行われる。

TtW の GHG 排出強度は、原材料の採掘/栽培に伴う排出量、直接土地利用変化に伴う排出量（当面デフォルト値は 0）、原材料の精製・加工に伴う排出量、原材料及び燃焼輸送・貯蔵バンカリングに伴う排出量、農業管理の改善に伴う土壌の炭素含有量の増加（当面デフォルト値は 0）、CO2 地中貯留による排出削減量から計算される。

(4) GHG 排出強度のデフォルト値の作成

WtT・TtW の GHG 排出強度を算定するための各種デフォルト値を作成している。現時

点では、専門家パネル（LCA ガイドラインの継続的な見直しを行う機関）で検討が行われる予定である。

(5) 第三者認証

デフォルト値を使用しない場合の GHG 排出強度の個別認証方法や（7）燃料ライフサイクルラベルの第三者認証方法がガイドラインに盛り込まれることが検討されている。

(6) 燃料ライフサイクルラベル

燃料の LCA に関する情報（原材料、生産経路、GHG 排出強度等）をまとめて示す燃料ライフサイクルラベルが検討されている。

例えば、WtT に関する情報として「Fuel Pathway Code」として、燃料グループ（LNG、NH₃、MeOH 等）、原材料の由来（化石由来、産業活動由来、再エネ由来水素等）、加工方法（メタネーション、ハーバーボッシュ法、メタノール化反応等）等の記載が検討されている。

4. IEA 等の関連レポート調査

IEA 等国際機関におけるガス体エネルギーに関するレポート等のうち、合成メタン、水素、バイオガスに関する内容について調査・整理を実施した。多岐にわたる各種レポートのうち、水素やバイオガスなどの個別項目に関する IEA レポートの他、CCUS に関する IEA レポート、さらには欧州委員会の Joint Research Center による水素以外の RFNBO に関する動向を調査対象とした。

- ・ 水素 : Global Hydrogen Review 2022 (IEA)
- ・ バイオガス : Outlook for biogas and biomethane (IEA)
- ・ CCUS : CCUS Tracking Progress 2022 (IEA)
- ・ RFNBO : Renewable Fuels of Non-Biological Origin in the European Union (JRC)

なお、IEA のレポートのとりまとめ・整理においては、今後のガスの脱炭素化に向けた合成メタン等の選択肢の追求ならびに、メタネーション事業等エネルギー転換の施策立案等を見据え、「現状ならびに課題」「政策提言」の観点から整理を実施した。

4.1. IEA_水素「Global Hydrogen Review 2022」¹⁰

IEA は世界中の水素生産と需要、インフラの開発、政策、規制など水素に関する重要な分野の進捗状況の追跡レポートとして、Global Hydrogen Review を年次で発行している。

2022 年 9 月に、Global Hydrogen Review 2022 が発行された。レポートは、国際的なエネルギーと気候の目標を達成する上で水素が潜在的に大きな役割を果たす可能性があることに焦点を当て、意思決定者が投資を誘致し、水素技術の展開を促進すると同時に、水素と水素ベースの燃料の需要を生み出すための戦略を微調整するのを支援することを目的としている。さらに 2022 年の報告書は、ロシアのウクライナ侵攻によって引き起こされた世界的なエネルギー危機を踏まえ、水素が脱炭素化の目標に貢献しつつ、エネルギー安全保障の強化の側面の機会となる点に、焦点が当たっているという特徴がある。

表 4-1 Global Hydrogen Review 2022 の構成

目次
Introduction
Hydrogen demand
Hydrogen production
Hydrogen infrastructure
Hydrogen trade
Hydrogen policies
Investment and innovation
Hydrogen in a changing energy landscape
Annexes

¹⁰ <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>（参照：2023 年 2 月）

4.1.1. 現状と課題

(1) 世界的水素需要

本レポートでは、世界的水素需要は増加しているとした。2021 年に 9,400 万トン (94Mt) に到達しており、パンデミック前の 2019 年 9,100 万トン (91Mt) を超えて回復しており、これは世界の最終エネルギー消費の約 2.5% に相当するものであることを示した (図 4-1)。この増加の大部分は、精製及び産業の従来用途による水素であるとした。一方で、新しい用途からの需要は 4 万 t 増加 (2020 年比 60% 増加) しているものの、2030 年では 200 万トン未満と予想され、依然として低い水準だとしている。

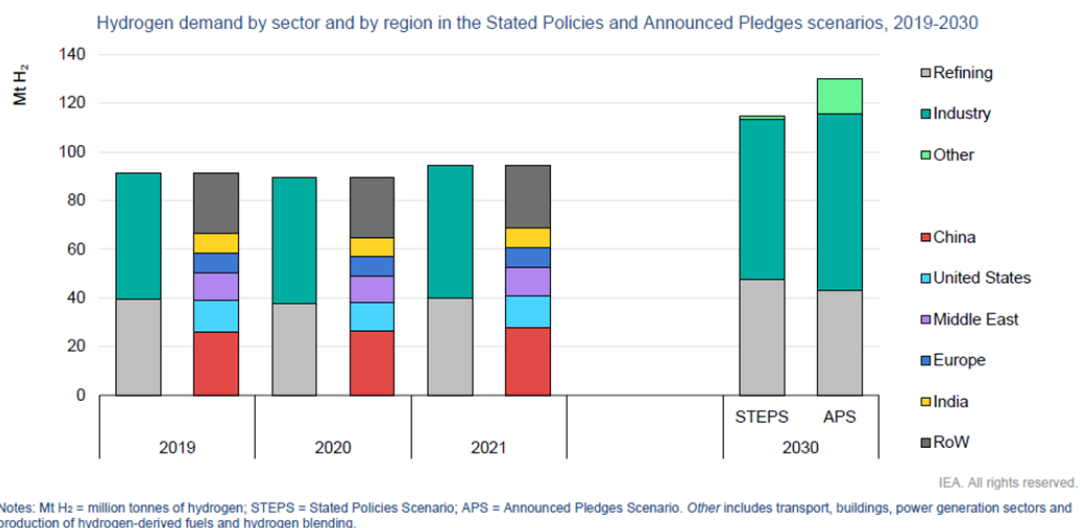


図 4-1 セクター/地域ごとの水素需要の推移 (2019-2030)

※APS=これまで政府が提唱した既存の気候に関する公約を満たすために必要な量は 1 億 3000 万トン (130Mt) であり、そのうち新しい用途から 25%としている。

※STEPS=すでに各国政府が発表している施策を考慮すると、2030 年までに 1 億 1,500 万トン (115Mt) に達する可能性。

(2) 水素製造

水素製造について、世界的水素供給量 9,400 万トンのうち、ほとんどが化石燃料からの水素製造によるものと報告した。それらは CCUS を伴わない、天然ガスからの水素製造が主要な製造方法であり、CCUS を備えた化石燃料からの製造など、低炭素水素 (Low-emission Hydrogen) である水素は 100 万トン未満とした (図 4-2)。そのため、関連する CO₂ の排出量は 900Mt を超え、現状気候変動緩和への貢献はあまりないと指摘した。

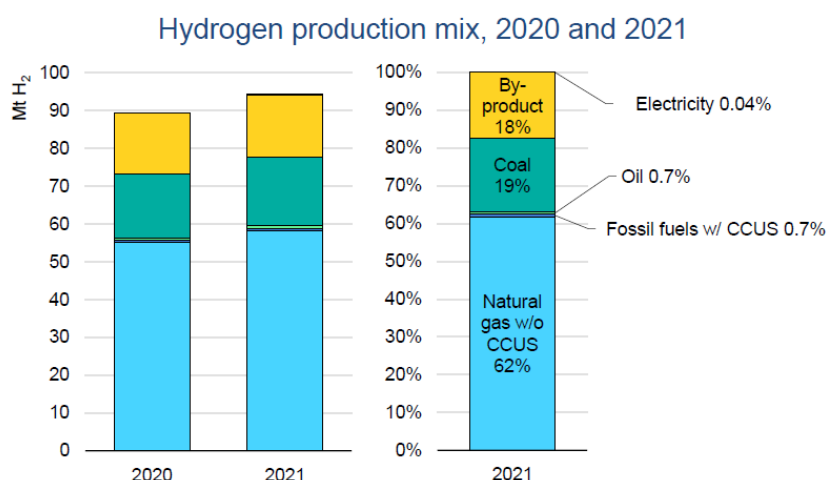


図 4-2 水素製造方法の内訳 (2020 年/2021 年)

また、本レポートでは水素製造プロジェクトも動向を調査しており、将来の水素製造量を予測している。レポートによると、発表された水素製造プロジェクトのうち、再生可能エネルギーによる電気分解、CCUS を伴う化石燃料由来の水素といった低炭素水素の製造プロジェクト数は大きく増加しており、計画も含め発表されたプロジェクトが全て実施された場合 2030 年までに合計で 16~24Mt 以上に達する可能性がある (図 4-3)。一方、目標 APS (これまで政府が提唱した 2030 年までの既存の気候に関する公約を満たすために必要な量) に向けては 34Mt の低炭素排水素が必要であり、依然として低い水準の見込みであるとした。また、プロジェクトの大部分は現在計画段階であり、建設中または FID に達したものはわずか 4% である点も課題として指摘した。

今後の水素製造を増加させるために必要な水素サプライチェーンの展開にあたっては、電解槽の製造能力の向上が不可欠とした。現在発表されているプロジェクトが実現すれば、電解槽のコストは現在と比較し 2030 年までに約 70% 削減される可能性があり、そうなれば化石エネルギー価格との競合が可能になる可能性があるとした。そのため、プロジェクトの FID 到達にむけ、政府による早期のサポートが必要と結論付けている。

Low-emission hydrogen production, 2020 and 2030

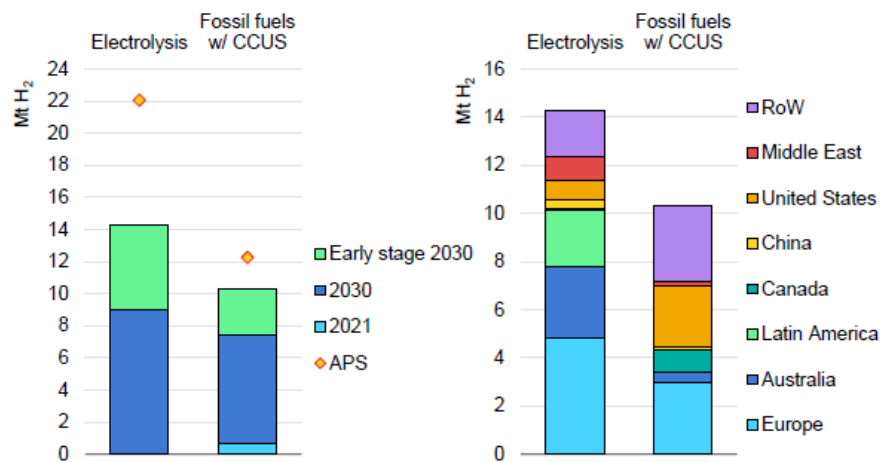


図 4-3 低炭素水素供給量（左）と地域別の内訳（右）

(3) 水素取引

水素取引については、エネルギーの脱炭素化のため、低炭素水素ならびに水素燃料の需要は世界的に増加し、国際取引が重要になると報告している。開発中の輸出を指向したプロジェクトを合わせると、2030 年までに 1,200 万トンの低炭素水素の輸出が見込まれ、またそのキャリアとして船で運ぶ場合、過去 2 年間のプロジェクトでは、アンモニアが好ましいキャリアとして選択されたと報告した（図 4-4）。

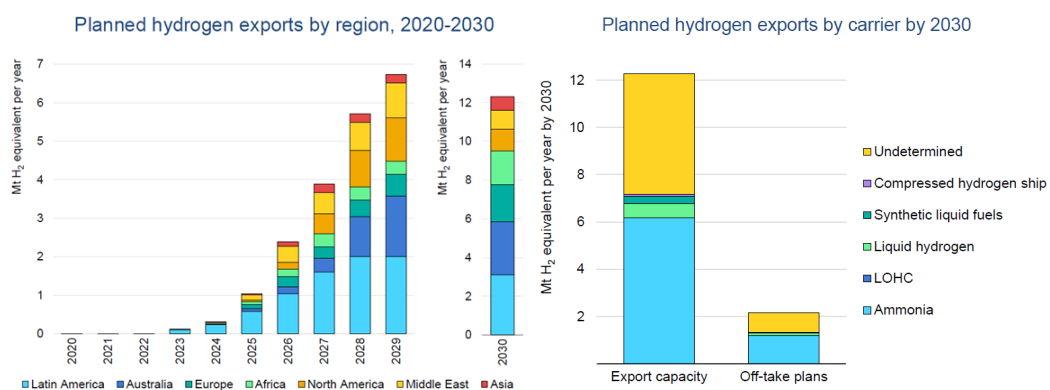


図 4-4 水素の予測輸出量（左）と、輸出する際の水素キャリア（右）

また、輸出計画のうち電気分解による水素が 88%、CCUS を伴う化石燃料由来は 12% になるとの調査結果を示した。それを踏まえ、将来の電気分解による水素の低コスト化ならびに、化石燃料の価格変動リスクを避ける狙いがあることから、今後電気分解水素の割合が増

える可能性を指摘した。一方で、課題として取引先となる顧客を挙げている。潜在的な顧客を確保できたのは年間 2Mt のみであり、輸入協定は輸出協定より遅れているとし、多くの政府はプロジェクトの成功に必要な水素貿易施策を未実施であると指摘した。

加えて、水素ならびに関連水素キャリアの貿易には、現在ではまだ実装されていない、技術や産業形態、プロジェクト規模が必要となり、政府による支援と国際協力が必要と主張した。そして、その国際協力を促進する上での必要な課題として、下記の点を整理している（表 4-2）。

表 4-2 水素・水素キャリアの取引における国際協力の課題

課題	概要
基準、規制 および認証	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー安全保障とクリーンエネルギーへの移行への貢献のため、様々な排出強度の水素やその取引のための PPM 規則の見通しの明確化が重要 そのための基準、規制、認証を策定が必要
貿易インフラ	<ul style="list-style-type: none"> 計画されている水素輸出量は現在提供するために必要なインフラ開発以上のため、輸出や貿易インフラの開発整備が必要 一方で、インフラプロジェクトが地域コミュニティや生態系に害を及ぼさないことを保証した、プロジェクトが必要な規模と速度で建設されることを阻害しないような許可プロセスと立地プロセスを開発することも必要
需要創出とオフテイク	<ul style="list-style-type: none"> 計画されている水素輸出は、まだ需要家が確保できていないため、特に低炭素排水素の需要を高めることが必要 そのためには、家庭用の水素プロジェクトを推進するなど、最終用途を見据えた開発でコストを明確化でき、オフテイク契約を容易にする可能性がある
輸出業者の 国内価値の増加	<ul style="list-style-type: none"> 多くの潜在的な水素輸出国は新興国であり、国際企業が開発した輸出プロジェクトが地域経済に十分な利益をもたらすことを保証する必要性 そのために、地域の教育機関とのパートナーシップを通じた能力構築や、住民教育のための取り組みも必要
世界貿易機関（WTO） の貿易ルール の明確化	<ul style="list-style-type: none"> 現時点で水素取引に関する具体的なルールはなく、水素誘導体と比較して分子状水素をどのように扱うかなど、水素特有の取引の特徴について明確化が必要

4.1.2. 政策提言

上記の課題等を踏まえ、低炭素水素（Low-emission hydrogen）の生産拡大と利用促進のために必要な政策として、IEA は5つの政策を提言している（表 4-3）。

表 4-3 水素に対する5つの政策提言

項目	概要
（計画や役割の）発表から政策実施への移行	<ul style="list-style-type: none"> 政府はエネルギー戦略における水素の役割を定義することに焦点を当て、それにより業界が水素の潜在的な市場を理解し、技術とプロジェクトのポートフォリオに水素を組み込む計画を策定するのに貢献 技術拡張の準備が整っているが、水素市場はまだ初期段階で将来の発展が不確実 そのため業界は FID まで行くのを躊躇しており、政府は、リスクを軽減し、低炭素排水素プロジェクトの経済的実現可能性を改善するための政策を実施する必要。
主要用途における需要創出の意欲の向上	<ul style="list-style-type: none"> 既存の水素用途では、2021 年末以降に観察された化石燃料価格の急激な上昇により、低排水素と衰えない化石燃料ベースの水素との間のコストギャップが大幅に縮小したが、エネルギー価格の長期的な動向に関する一般的な不確実性により、投資決定は引き続き妨げられている。 低炭素排水素の需要を創出するための政策措置が必要であり、オークション、義務化、割り当て、公共調達要件などの手段が考えられる。 新しい水素の用途では、このような政策措置は、重工業、大型道路輸送、海運など、水素が脱炭素化をサポートし、化石燃料への依存を減らすことができるセクターに焦点を当てたイノベーションと実証の取り組みによって補完されるべき。
水素インフラの機会を特定 / 短期的行動と長期的な計画の一致	<ul style="list-style-type: none"> 政府と民間部門は、新しい資産と既存の天然ガスインフラの転用の両方の観点から、水素インフラの開発を加速する機会に目を向ける必要。後者については、LNG ターミナルの転用など、技術的な課題あり。 各国政府が今日の差し迫ったエネルギー需要に対処する中で、新しいガス関連のインフラが、気候変動への野心的な対応という文脈で水素の将来の開発をどのようにサポートする可能性があるかを慎重に検討することが重要。
水素貿易のための国際協力の強化	<ul style="list-style-type: none"> 低炭素排水素の国際市場の発展は、効果的な国際協力に大きく依存しており、各国政府が協力しなければならない分野が数多く存在。 例)「水素の生産と輸送の排出原単位の基準の策定」、「堅牢で実行可能な規制の定義」、「相互運用性を確保して市場の断片化を回避するための認

	証に関する協力」、など。
規制の障壁の撤廃	<ul style="list-style-type: none"> ・ 明確で安定した規制の枠組みは、定期的な市場監視に合わせて調整された動的な規制アプローチとバランスを取る必要。 ・ 水素市場に関与する関係者には明確なルールが必要だが、発生したばかりの市場に厳格な規制原則を適用すると、投資が妨げられる可能性。 ・ ライセンスや許可などの規制プロセスを改善することで、プロジェクトのリードタイムを短縮可能。政府は、環境基準や公的協議を損なうことなく、これらの規制プロセスの効率性と調整を高めるよう努力する必要がある。 ・ これは、再生可能エネルギーの発電能力や CO₂ の輸送と貯留を含むインフラ プロジェクトの実現にも適用。

4.2. IEA_バイオガス「Outlook for biogas and biomethane」¹¹

IEA は 2020 年 3 月に「Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth」を発行し、バイオガス及びバイオメタンに関するトレンドと将来展望を整理している。

表 4-4 Outlook for biogas and biomethane の構成

目次
Introduction
Sustainable supply potential and costs
The outlook for biogas and biomethane to 2040
Implications for policy makers and industry

4.2.1. バイオガス・バイオメタンの強み

本レポートでは、バイオガス・バイオメタンはエネルギーシステム全体の低炭素化を進めるうえで重要であると指摘している。電化が進む場合でも、電化が難しい産業や地域ではガス需要が一定程度残ると想定されるなかで、バイオメタンは水素と比べて製造コストが低く、既存パイプラインを活用できる強みがあると整理している。

また、バイオガス・バイオメタンはガスの低炭素化以外にも、以下の観点で潜在的な役割を果たすと整理している。

- ✓ 正味の炭素排出量なしに、天然ガスのシステム上の利点（貯蔵ができる、柔軟性がある、

¹¹ <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>

高温域の熱需要を満たせる）を提供できる。

- ✓ 地域分散型エネルギー源として、コミュニティに持続可能な熱と電力を供給する。また、発展途上国にとって貴重な燃料となる。
- ✓ 有機物や廃棄物の分解によって大気中に放出される可能性のあるメタンを処理して使用することで、GHG 削減のメリットが拡大する。
- ✓ 廃棄物管理において重要な役割を果たし、資源効率の向上に寄与する。
- ✓ 長距離で輸出入される天然ガスを代替するため、エネルギー安全保障上のメリットをもたらす。
- ✓ 栄養のリサイクル、農村部の雇用創出、低所得地域で薪収集の時間の短縮など、社会面のメリットをもたらす。
- ✓ エネルギー産業と農業産業の連携によって、大規模に開発することができ、有機廃棄物をより付加価値のある製品に変えることで、循環経済の概念にもうまく適合する。

4.2.2. 導入に向けた将来展望

近年、バイオメタンのガスグリッド注入や輸送の脱炭素化への活用を進める国が増えており、特にドイツ、イタリア、オランダ、イギリス、ブラジル、中国、インドなどで取組が進んでいる。

IEA のシナリオでは、大幅に需要が拡大することが想定されている（図 4-5）。STEP シナリオでは中国やインドなどのアジア諸国で大きく拡大することが想定されており、SDS シナリオではそれに加え欧米での需要が大きく拡大し、ガスグリッド中のバイオメタン混合率は欧州で 10%、北米で 5%に到達すると分析している。セクター別でみると、特に輸送セクターで導入が進む可能性があると分析している。

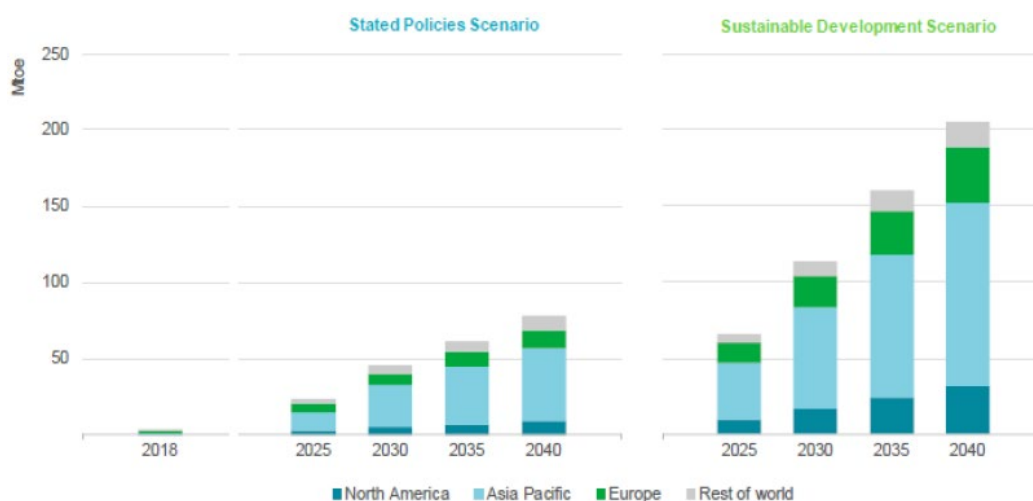


図 4-5 バイオメタン利用量の予測

4.2.3. 政策提言

本レポートでは、バイオガス・バイオメタンの拡大のために必要な政策として「利用拡大」「供給拡大」「原料の利用可能性拡大」の3つの観点での支援が必要であると指摘しており、具体的には以下の取組が必要であると整理している。

<利用拡大の支援>

- ✓ 再生可能な熱・電気・燃料の供給以上の広範なメリットを考慮した制度導入
- ✓ 農村地域におけるバイオガス・バイオメタン産業の雇用創出のプログラム実施
- ✓ 途上国の家庭での設備設置を目的に、固定費に支援制度やマイクロクレジット制度など導入
- ✓ バイオガスの発電の柔軟性に報酬を与える枠組み導入
- ✓ ガスネットワークに注入したバイオメタンの量を追跡するレジストリの開発
- ✓ 再生可能エネルギーの利用割合の目標導入（例：EU 再エネ指令）
- ✓ 貨物輸送の主要な道路に沿って、バイオメタンインフラの整備（例：EU 代替燃料インフラ指令）
- ✓ ゴミ収集車やバスなどにおいて、バイオメタン燃料車の公共調達の促進
- ✓ ガソリンやディーゼルなどと比較しやすい価格単位の利用
- ✓ 適切な基準などを設けて、バイオ発酵に伴う副産物の肥料利用などの枠組みの導入
- ✓ ベースロード電源を提供できる発電設備に対するインセンティブの導入

<供給拡大の支援>

- ✓ 低炭素ガスの使用における基準とインセンティブを導入し、固定価格買取制度などの支援制度の検討
- ✓ 天然ガスグリッドへのバイオメタンの注入、バイオガス発電の設備容量などに関する目標設定
- ✓ バイオメタン燃料や関連設備への免税などの経済的メリットの導入による、減価償却の加速化
- ✓ 天然ガスグリッドに注入するバイオメタン、輸送燃料として利用するバイオメタンに関する規格の設定
- ✓ 固体バイオマスのガス化によるバイオメタン生成に向けた技術革新の促進
- ✓ 複数のバイオガス生産者による、バイオメタンへのアップグレードやガスグリッドへの注入設備の共有などの、協力的なインフラ展開の枠組み開発
- ✓ 異なる市場参加者間での共通理解を確立するための、ロードマップ作成
- ✓ 先進国からの開発途上国への技術移転、資金調達、能力構築
- ✓ 海外開発援助を活用した、開発途上国における家庭用・コミュニティ規模のバイオガス

システムへの支援

- ✓ 食品・飲料・化学品セクターなどにおけるバイオガスの可能性について認識の向上
- ✓ 国境を越えた低炭素ガスの貿易促進のための、政府間協力による原産地証明制度や規制の調和

＜原料利用可能量の拡大＞

- ✓ 固形廃棄物の原料利用拡大のため、廃棄物の収集・管理の強化
- ✓ 生ゴミの原料利用拡大のため、埋立処分禁止の導入や分別収集の強化
- ✓ 食料生産と競合しない作物の原料利用拡大のため、連作の試験やプログラムの促進
- ✓ 原料の持続可能性基準などの導入
- ✓ バイオガス・バイオメタンプラントに対して、GHG 排出量のモニタリングや報告要件の導入
- ✓ プラント設置の適地スクリーニング、各地域における原料の利用可能性やコストの評価の実施
- ✓ 埋立地や污水处理施設に対して、原料回収の実現可能性評価の実施

4.3. IEA_CCUS「CCUS Tracking Progress 2022」¹²

IEA は世界中の二酸化炭素回収、利用と貯留（CCUS）の開発状況や実証、また政策や規制などについて追跡レポートとして、CCUS Tracking Progress をホームページ上で発表している。2022 年 9 月に、CCUS Tracking Progress 2022 が発表された。開発状況等の現状や課題に加え、最後には、政策立案者への提言ならびに民間セクターへの提言が提示されている。

表 4-5 CCUS Tracking Progress 2022 の構成

目次
About this report
CO2 Capture
Activity
Innovation
Policy
Recommendations for policy makers
Recommendations for the private sector
Acknowledgements

¹² <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2>

4.3.1. 現状と課題

(1) CCUS 施設による回収

レポートでは、CCUS 施設では現在年間約 4,500 万トン (45Mt) の CO₂ を回収していることを報告した。世界中で約 35 の商業回収施設が稼働しており、2021 年にはさらに 6 つの CCUS プロジェクトで FID が実施されており、これらのプロジェクトが全て実稼働に移行できれば追加で、年間約 650 万トンの CO₂ の回収が見込まれるとした。一方でネットゼロエミッションシナリオ (NZE) では、2030 年までに年間 1,300MtCO₂ の回収が必要とされており、現状の推移からは大幅な増加が必要であることを示した (図 4-6)。

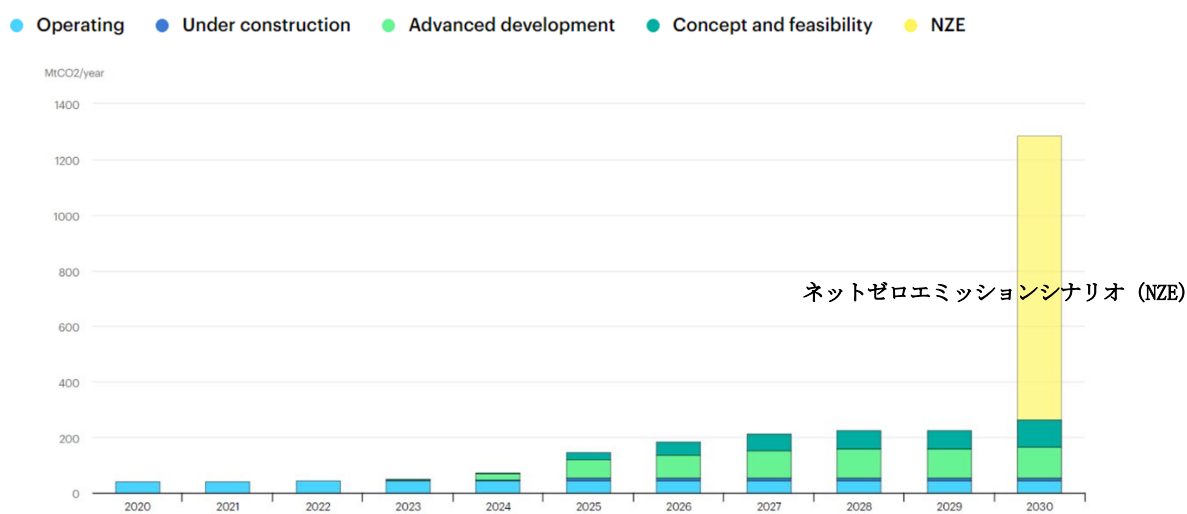


図 4-6 大規模な CO₂ 回収プロジェクトの回収容量と、
2020～2030 年の開発状況別とシナリオの内訳

(2) CCUS 回収施設の開発

また、レポートでは 2010 年以降の CCUS 回収プロジェクトのパイプラインを有する施設の数を示した（図 4-7）。それによると、CCUS 回収プロジェクトは、2017 年にかけて減少しているものの、2018 年以降大きく数を上昇している。2022 年以降では、2030 年までに 200 を超える新規の回収施設が稼働予定であり、年間 2 億 2000 万トン以上の CO₂ を回収する目標が設定されていることを報告した。一方、2022 年 6 月段階で FID を取得した開発中の商業回収プロジェクトは約 10 件であり、開発は順調に進んでいるものの 2030 年を見据えると進捗は遅いと指摘した。

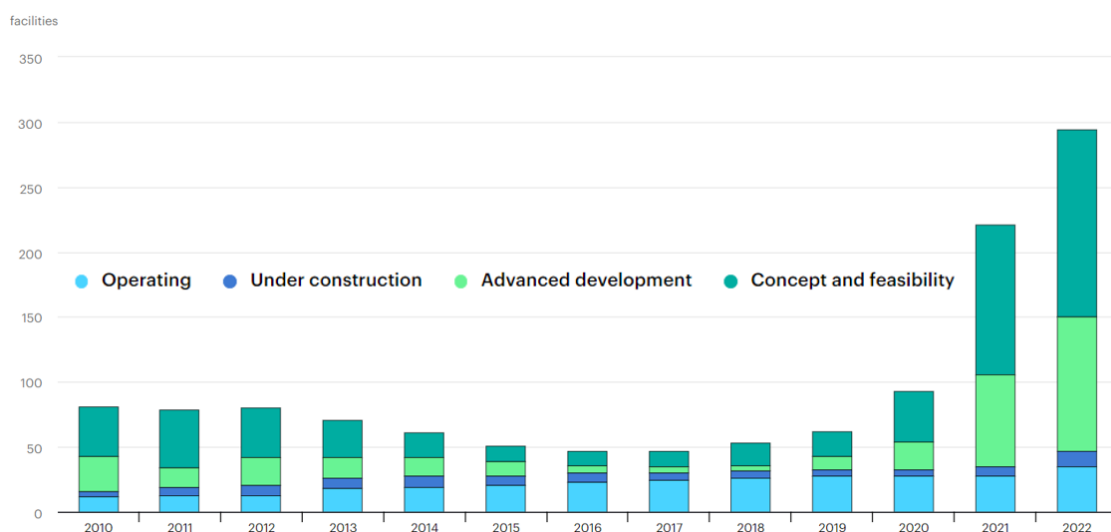


図 4-7 CO₂ 回収プロジェクトパイプライン施設の数推移

さらに、2050 年に向け、世界全体において脱炭素化目標が広く設定され、それに伴い CO₂ の回収用途も多様化すると指摘した。現状 CCUS は天然ガス処理プラントでの実施が半分以上を占めているが、2030 年に向けては水素製造やその他の燃料への使用 (BECCS など)、また直接空気回収 DAC 技術への応用も想定され、CO₂ の回収用途が多様化することを示した（図 4-8）。

また、本レポートでは CO₂ 回収施設の計画についても提示している。現在 30 か国以上でプロジェクトが開発されており、現状アメリカでの開発が多いが、CO₂ 回収施設世界中に拡大しており、2030 年に向けては東南アジア地域やヨーロッパでの運用を拡大、中東でもすでにプロジェクトが開発中であり、地理的分布も多様化するとの見込みを示した（図 4-9）。

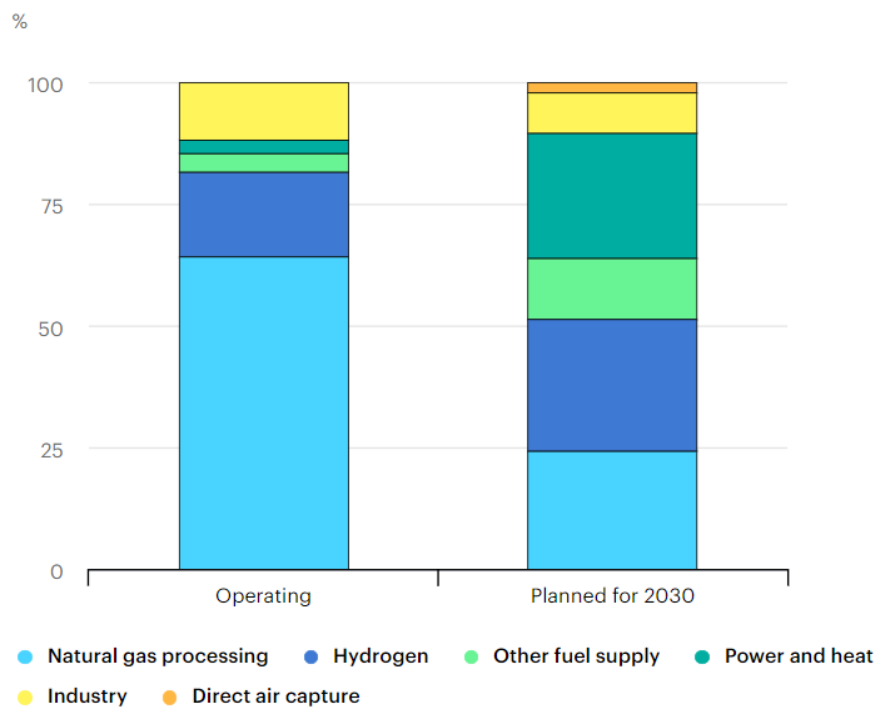


図 4-8 現在稼働中ならびに 2030 年の施設の CO2 回収用途

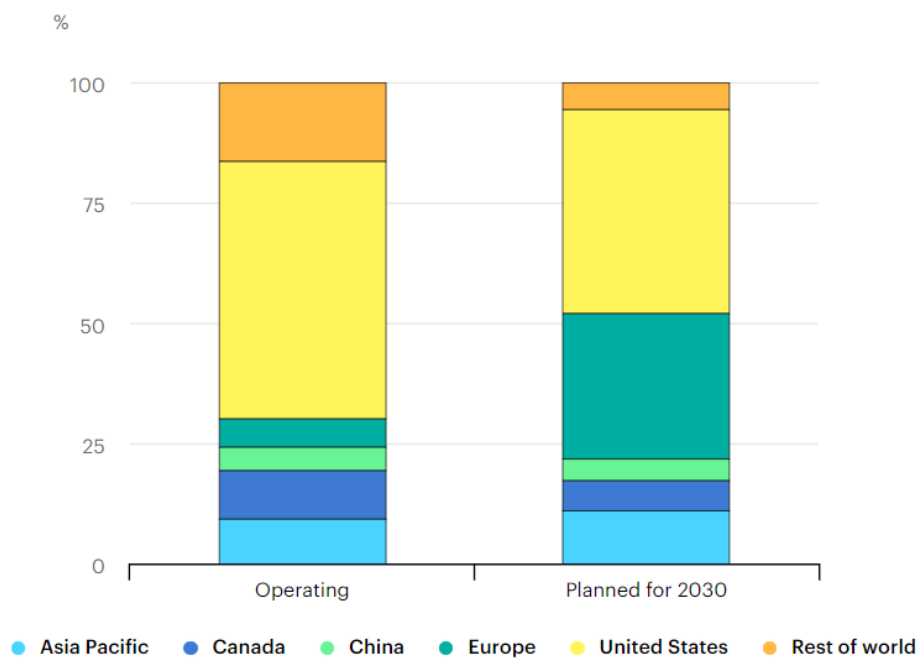


図 4-9 現在稼働中ならびに 2030 年の施設の地域別割合

(3) CCUS の各国の政策

レポートでは、CCUS に関する主要国・地域の資金的援助や規制などの政策について整理されている。CCUS を促進するための資金的援助をはじめとする施策の導入を各国は発表しており、特にアメリカ、カナダは、CO₂ の年間回収能力の 65%を占めており、CCUS に関する施策が強化されている点、また、ヨーロッパやアジアなどでも、資金提供プログラムや新しい枠組みが提供されている点を取りまとめた。レポートでは、2022 年に公表された各国の主な資金調達や規制支援は下表のとおり整理している（表 4-6）。

表 4-6 主要国・地域における CCUS の政策

地域・国	概要
アメリカ	<ul style="list-style-type: none"> インフレ削減法において、45Q 税額控除の拡大と延長を通じて、CCUS を大幅に後押し。控除額は、発電所および産業プラントから回収された CO₂ ではほぼ 2 倍になり、CO₂ から回収された CO₂ では 3 倍以上になる想定 インフラストラクチャ投資および雇用法は、今後 5 年間に於いて CCUS バリューチェーン全体で約 120 億米ドルを提供。支援は、研究開発資金、融資、許可支援など、多くの政策メカニズムを通じて提供。
カナダ	<ul style="list-style-type: none"> 2022 年の連邦予算にて、2022～2030 年までの CCUS プロジェクトに対する投資税額控除が提案（プロジェクトの種類に応じて約 37～60%との見積）。
ヨーロッパ	<ul style="list-style-type: none"> 欧州連合は、地域の資金調達プログラム（Connecting Europe Facility - Energy and the Innovation Fund など）および CO₂ 貯留を含む国境を越えた規制の改訂を通じて支援を継続。国の補助制度（デンマークやオランダの SDE++など）も CCUS プロジェクトを支援。
アジア	<ul style="list-style-type: none"> 韓国は、2030 年までに CCUS 技術を開発するために最大 12 億米ドルを投資する計画を発表。この投資の約 30% は CO₂ 貯留リソースの評価に使用され、残りの大部分はオフショアのフルチェーン CCUS の開発に割り当て。2022 年初頭、インドネシアは、CCUS 活動のための法的および規制的枠組みを確立するための規制を起草していることを発表。

4.3.2. 政策提言

上記の課題等を踏まえ、レポートでは CCUS 推進のための提言を「政策立案者」ならびに「民間セクター」それぞれに対し示している。

(1) 政策立案者への提言

【実証済及び新たな用途への投資を促進するための政策の幅広いポートフォリオの実施】

- ✓ 的を絞った政策と対策のポートフォリオは、CCUS 展開を支援する政府の取り組みが長期的に効果的かつ成功するようにするのに有用。
- ✓ 政府は、投資を刺激するために、補助金、規制手段、市場ベースの枠組み、公共調達、低炭素製品インセンティブ、税額控除などの補完的な政策手段を検討する必要。
- ✓ 政府は、CCUS の幅広い展開のために様々な施策を選択し、各エネルギー部門に適切な支援スキームを設計する際、CCUS が他の選択肢の相対的な実現可能性と費用対効果の観点から考慮されるようにすることが重要。

【輸送および保管インフラの開発の奨励】

- ✓ CO₂ の輸送と貯留のインフラは、CO₂ 回収プロジェクトの前、または少なくともそれと並行して、正味ゼロの目標を達成するために準備が整っている必要。CO₂ 回収プラントの建設に対し、CO₂ 貯留の評価と開発プロセスにはさらに長い時間がかかる場合があり、現在のように、ストレージ開発のペースが回収開発のペースに遅れをとった場合、クロスチェーンのデフォルトとプロジェクトの中止のリスクが大幅に増加。
- ✓ 政府は、複数ユーザーCO₂ 輸送ネットワークと貯留ハブの開発を支援する政策と、承認、許可、および環境審査要件の調整によって奨励することが推奨される。政策立案者は、オープンアクセス要件を導入する必要があるかどうか、責任をどのように処理するか、共有インフラの利用者に転嫁するコストなど、多くの規制上の考慮事項について検討する必要。

(2) 民間セクターへの提言

【CO₂ マネジメントを支えるビジネスモデルの開発】

- ✓ CO₂ 管理のための新しいビジネスモデルと導入アプローチが出現しており、CCUS の急速なスケールアップを促進が可能。これらには以下が含まれる
 - ・ 輸送および貯留インフラが統合された独立したフルチェーン CCUS プロジェクトの構築から、複数ユーザーインフラの開発への移行。このようなインフラは、輸送インフラと貯留インフラの両方に存在する規模の経済を活用し、商業リスク

を軽減可能。

- CO₂ の回収、輸送、貯留の「サービスとしての」ビジネスモデルを開発し、チェーンの各部分を第三者が運営するサービスとして提供。これにより、資本コストをサービス プロバイダーに転嫁することで、CCUS 技術のより広範な展開をでき、排出者は本来の活動に集中が可能。CCUS 関連の知的財産および/または専門知識を持つ企業も、このビジネスモデルから利益を得ることが可能
- CO₂ 使用の新規および既存のオプションを活用して、CCUS 施設に収益源を提供。(ただし、CO₂ 使用の市場規模が限られているうちは、ネットゼロを達成するために専用ストレージが引き続き CCUS 展開の主な焦点である必要がある。)

【イノベーションの促進によるコスト削減と、CCUS ポートフォリオの拡大】

- ✓ 新しい CCUS アプリケーションへの R&D 投資は、重工業（セメント、鉄鋼、化学）、合成燃料生産および炭素除去のための CO₂ の使用などの主要セクターで商業的に展開され得る。イノベーションは回収コストの削減に大きな役割を果たすことが可能だが、R&D の取り組みは、個々の CCUS ステップだけでなく、それらの統合の成功にも焦点を当てる必要。イノベーションは従来の研究開発を超えて拡大し、CCUS 機器の標準化とモジュール化を促進してコストを削減し、CCUS の小規模排出者への解決策として提供する必要。

4.4. JRC_RFNBO 「RENEWABLE FUELS OF NON-BIOLOGICAL ORIGIN IN THE EUROPEAN UNION」

2022 年 11 月に、欧州委員会の Joint Research Center は、「Renewable Fuels of Non-Biological Origin in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets」と題し、水素以外の RFNBO に関する動向を整理したレポートを発表した。RFNBO は、電化が困難なセクターの脱炭素化や、エネルギー安全保障、エネルギー貯蔵やキャリアなどの観点で重要な役割を果たす可能性があると整理した。

4.4.1. RFNBO の SWOT 分析

本レポートでは、RFNBO の SWOT 分析を行っており、強み(Strength)、弱み(Weakness)、機会(Opportunities)、脅威(Threats)を整理した(表 4-7)。全体として、RFNBO は電化が困難な産業での脱炭素化への貢献だけでなく、既存インフラの活用や再エネの貯蔵での利用などの役割を担えることを特徴と捉えていることが分かる。一方で、技術成熟度、エネルギー転換ロス、コストなどの課題があり、十分に政策やインセンティブも整備されていないことを問題視している。

表 4-7 RFNBO の拡大に必要な政策

強み	<ul style="list-style-type: none">既に利用可能で、商用展開に近づいている技術があるエネルギー貯蔵ソリューション、グリッドバランス、余剰再エネを利用する機会があるエネルギー多様化、エネルギー安全保障に貢献既存の輸送インフラを、追加投資なく利用可能電化が困難なセクター（航空海運、大型道路輸送など）における利用可能な唯一のソリューションになる化石燃料との混合が可能で、エンジンの技術的な改造をせずにドロップイン燃料として利用できる
弱み	<ul style="list-style-type: none">追加的な再エネ電力の発電容量および発電量、電力の接続・グリッドインフラも必要いくつかの技術はまだ実証されていない再エネ電力の直接利用に比べて、エネルギーの転換ロスが大きいプラント建設の初期投資コストが高い化石燃料と比べて、燃料製造コストが高い再エネ電力の変動性に伴い、断続的な生産となるため、コストが高くなる原料となる水素の生産、炭素の回収に関する技術の開発・普及状況に制限される
機会	<ul style="list-style-type: none">再エネ水素の需要拡大により、太陽光と風力の発電の促進につながる

	<ul style="list-style-type: none"> 電力需要が少ない時に再エネ電力を利用することで、需給バランスの調整に寄与する エネルギーの多様化に貢献する 輸入化石燃料への依存度の低下につながる 脱炭素化が困難なセクター（航空・海運・大型道路輸送など）における脱炭素化に貢献する 同じ技術を使う場合もあるため、Advanced Biofuel の生産などにつながる可能性がある CCU の新技術やソリューションの推進につながる 再エネの貯蔵に寄与する 水素エネルギーキャリアとして使用することができ、その流通・貯蔵・利用などを容易にする。
脅威	<ul style="list-style-type: none"> 安定した政策枠組みや長期的な政策展望が欠如している インセンティブ不足による市場の立ち上がりの遅れている 技術改良を通じたコスト競争力が不足している 再エネ電力の容量の増加が遅く、安い再エネ電力の利用可能性が欠如している 安い水素の利用可能性が低い 再エネ電力で生産していなくても、再生可能であると認定してしまうリスクがある

（出典）Joint Research Center 「Renewable Fuels of Non-Biological Origin in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

5. カーボンリサイクル燃料に関連したプロジェクト調査

政府等による合成メタン等の事業プロジェクトは、CCUS 事業を含め関連事業が数多く立ち上がっている。そこでまず下記表 5-1 の情報源を候補としながら、プロジェクトに関する情報収集を幅広く実施し（スクリーニング）、その後適切なプロジェクトを選定するとともにそれぞれに関する詳細情報を収集することで、効率的かつ網羅的に情報収集を実施した。なお、事業やプロジェクトの整理にあたっては、合成メタンガス（バイオメタンも含む）と、合成メタンガス以外のカーボンリサイクル燃料の観点から情報収集を実施した。

調査の結果、抽出したプロジェクトを表 5-2、表 5-3 に整理した。また、それぞれのプロジェクトの実施地を、図 5-1 に示した。

表 5-1 各事業/プロジェクトの情報収集源

調査対象	概要
IEA 各種レポート	②調査に関連し、IEA がとりまとめ公表している水素、バイオガス、CCUS 等のレポートにおいて、国際的な各種プロジェクトに関する記載があることから、主要なプロジェクトについて初期的な調査として実施した。
IEA：クリーンエネルギー実証プロジェクト DB ¹³	「IEA Demonstration Projects Database」は、再生可能エネルギー由来などクリーンなエネルギー技術の主要な実証プロジェクトを世界的にマッピングすべく、プロジェクトを場所、セクター、技術等の情報で整理し提供している。水素や CCUS など様々なプロジェクトの中から、合成メタン、CR 燃料を製造するプロジェクトを検索して調査を実施した。
欧州：Horizon 2020	産業と学術研究を結びつけることを狙いとし、複数のパートナーによる研究・イノベーションプロジェクトを助成する欧州連合（EU）の枠組み（研究助成プログラム）。CCUS を含む世界中様々な技術に対し、研究助成として投資。
欧州：Horizon Europe	上記「Horizon 2020」の後継となる資金助成プログラム。2021 年～2027 年で予算規模は 950 億€。進行途中であり、まだ研究結果が公表されていないが、現在計画中のプロジェクトについて調査。
英国：ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）	イギリスの行政機関の一つ。企業と長期的な成長を支援し、経済全体の変革をリードすることを目的とし、ネットゼロイノベーションポートフォリオ、先進核基金、新しい水素加熱技術の試験など、ネットゼロプログラムに 2 億 4,300 万ポンドを投資（2021～2022 年）。
米国：エネルギー高等研究計画局（ARPA-E）	2009 年から活動を開始した、米国エネルギー省（DOC）の組織。民間による投資の段階までにはないが、将来的な可能性があり、影響力の大きいエネルギー技術の進歩を促すことが目的に、プログラムへの支援を実施。現在 73 のプログラムが登録、そのうち 44 のプログラムが進行中。
CCU Projects Database ¹⁴	EC からの助成を受け、2013-2016 年にかけて実施された” SCOT (Smart CO2 Transformation) project” の中で立ち上げられたオンライン上のデータベース。世界で行われている CCU プロジェクトが、マッピングされた地図上で確認することが可能。

¹³ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/clean-energy-demonstration-projects-database>（参照：2023 年 2 月）

¹⁴ <https://database.co2value.eu/>（参照：2023 年 2 月）

表 5-2 合成メタンの事業/プロジェクト（実証規模）

番号	プロジェクト名	実施主体	期間/展開予定	実施場所	生産物	技術	プラント規模	供給量/生産目標	CO2使用量 回収能力	CO2供給源	水素使用量
1	STOREandGO ドイツFalkenhagenプラント	Uniper/DVGW 他	2016：PJ開始	ドイツ	メタンガス	触媒メタン化	1 MW	57m3/h(LNG)	52.5m3/h 1,400m3/d（最大）	バイオエタノールプラント	210m3/h
2	STOREandGO イタリアTroiaプラント	ENGINEERING		イタリア	LRG（LNG）	触媒メタン化	200kW			DAC	
3	STOREandGO スイス Solothurnプラント	regio energie		スイス	メタンガス	生物学的メタネーション	700kW			排水処理プラント	
4	Hybridkraftwerk Limeco (biological methanation of sewage gas)	Swisspower	2020-2021：建設計画	スイス	メタンガス	生物学的メタネーション	2.5MW			下水処理場 バイオガスプラント	
5	Jupiter 1000 project	GRTgaz 他	2018：PJ開始 2021：試運転開始	フランス	メタンガス		1 MW	25Nm3/h 15TWh/y（～2050）		工場排水	200m3/h
6	BioCatプロジェクト（Biocat 3）	Electrochaea、デンマーク工科大学 他	2014：PJ開始 2017：Biocat3PJ開始 商用規模の試運転	デンマーク（Hvidovre）	メタンガス（バイオメタン）	生物学的メタネーション	1MW	50Nm3/h	50Nm3/h	廃水処理プラント	200Nm3/h
7	Echaea	Electrochaea GmbH	2020：PJ開始	デンマーク（Roslev）	メタンガス	生物学的メタネーション	10MW	500Nm3/h	5,700mt/y		
8	Audi e-gas	ETOGAS, Audi	2013：PJ開始	ドイツ（ヴェルルデ）	メタンガス	触媒メタン化	6000kWh	300Nm3/h	2,800t/y	バイオガス工場	
9	Electrochaea's technology & CO2 from lime kiln	Electrochaea	2025：開始	ベルギー	メタンガス	生物学的メタネーション	75MW				
10	MéthyCentre	Storengy	2022：PJ開始（現在建設中） 2023：試運転開始	フランス	メタンガス	化学メタネーション	0.25MW	500m3/y		バイオメタネーションプラント	50kg/d
11	Greenlab Skive のプロジェクト	GreenLab		デンマーク	バイオメタン			2,000万m3/y			

表 5-3 合成メタン以外のカーボンリサイクル燃料関連のプロジェクト（実証規模）

番号	プロジェクト名	実施主体	期間/展開予定	実施場所	生産物	技術	プラント規模	供給量/生産目標	CO2使用量 回収能力	CO2供給源	水素使用量
1	HIF Global (Haru Oni)	Porsche, siemens energy, enel green power, ENAP 他	2021: 計画 2023: 商用開始	チリ (マガリャネス地方)	e-fuel (メタノール)		1.2MW	75万kL/y (2022年) 13万kL/yeGAS (2022年)		DAC	
2	HIF Global (HIF USA)		2021: 計画 2026: 商用開始	アメリカ (テキサス州)	e-fuel		15GW	600万ガロン/y (2026年)	600万t/y	DAC、生物起源、CCU	900万kg/y
3	HIF Global (HIF Tasmania)		2022: 計画 2024: 建設開始 2027: 商用開始	オーストラリア (タスマニア州)	e-fuel		25MW	100万l/y 190t/d	26万t/y		21kt/y
4	Ultra-Low Carbon Fuels Project in Texas	Denbury, Infinium	2022: 計画発表 2025: CO2輸送PL建設	アメリカ (テキサス州)	e-fuel				150万t/y	産業由来CO2	
5	Reuze プロジェクト	Engie, Infinium	2022: 計画 2026: 商用開始	フランス (ダンケルク)	e-fuel			10万t/y (ナフサとE-fuels合計)	30万t/y		
6	Arcadia eFuelsのプロジェクト	Arcadia eFuels		デンマーク	e-fuel			7.5万t/y 1億L/y		DAC/生物起源	
7	Norsk e-Fuelのプロジェクト	nordic Electrofuel	2024: 生産開始 2026: 大規模化	ノルウェー	e-fuel			1,250万l/y (2024) 2,500万l (2026)		DAC	
8	Nordic Electrofuelのプロジェクト	Nordic Electrofuel	2025: 操業開始	ノルウェー	e-fuel (SAF)	FT合成		1,000万L/y (フェーズ1) 20,000万L/y (フェーズ2) 10億L/y (2032) 600億L/y (2050)		廃棄物燃焼プラント バイオ燃料プラント	
9	Green Fuels Hamburg	AirBus, Sasol ecoFT, Siemens Energy, Uniper 他	2026: 生産目標	ドイツ (ハンブルク)	e-fuel	FT合成		1万t/y (2026)		廃水	
10	E-Kerosene at Stuttgart airport		2028: 生産開始	ドイツ	e-fuel (e-ケロシン)	FT合成		50kt/y			
11	E-Kerosene at Frankfurt airport	Ineratec / Energie / Safran	2023: 生産開始	ドイツ	e-fuel (e-ケロシン)	FT合成		460万t/y			
12	Atmosfairによるプロジェクト	Atmosfair/Lufthansa group	2021: 生産工場開設	ドイツ	e-fuel (SAF)			25kL			
13	Commercial synthetic kerosene facility (Synkero, Port of Amsterdam)	Synkero / アムステルダム空港 他	2027: 工場整備完了	オランダ	e-fuel (SAF)	FT合成		5万t/y			
14	Zenid - Jet fuel from air	ロッテルダムハーグ空港/SkyNRG / Climeworks	2019: プロジェクト開始	オランダ	e-fuel (SAF)	FT合成		365 kL/y		DAC	
15	Vattenfall, SAS, Shell and LanzaTech projects	Vattenfall, SAS, Shell, LanzaTech	2026-27: 建設予定	スウェーデン (フォルスマルク)	e-fuel (SAF)			5万t/y (2030年代)	20万t/y	CCU (熱電供給施設/地域暖房からのリサイクルCO2)	
16	Bell Bay Powerfuels Project	ABEL Energy	2020: PJ開始 2025: 生産開始	オーストラリア (タスマニア州)	e-fuel (メタノール)			20万t/y 226t/d	13.5万t/y	林業廃棄物の燃焼、電気分解のO2燃焼	43t/d
17	CARBON RECYCLING INTERNATIONAL	CRI, Statkraft, Finnjord	2025: 操業開始	ノルウェー	e-fuel (メタノール)			10万t/y	14.6万t/y	合金鉄プロセスからの炭素排出	
18	中国河南省連安陽プラント	CRI, Henan Shuncheng Group	2022: 操業開始	中国 (河南省)	e-fuel (メタノール)			11万t/y	16万t/y	コークス炉ガスと石灰岩キルン	
19	中国江蘇省連雲港プラント	CRI, Jiangsu Sailboat Petrochemicals Co. Ltd	2023: 操業開始	中国 (江蘇省)	e-fuel (メタノール)			10万t/y	15万t/y	化学物質製造による炭素排出	2万t/y
20	Green Fuels for Denmark (GFDK)	Ørsted	2021: 製造設備建設 2023: メタノール製造開始 2027: 大規模化	デンマーク (コペンハーゲン)	e-fuel (メタノール)		250MW (～2027) 1.3GW (2027～)			CCU (発電所由来CO2)	
21	ALIGN-CCUS	TNO	2017-2020	ドイツ (ニーダーアウゼン)	e-fuel (メタノール)			> 2kg/h	> 2 kg/h	CCU (発電所由来)	

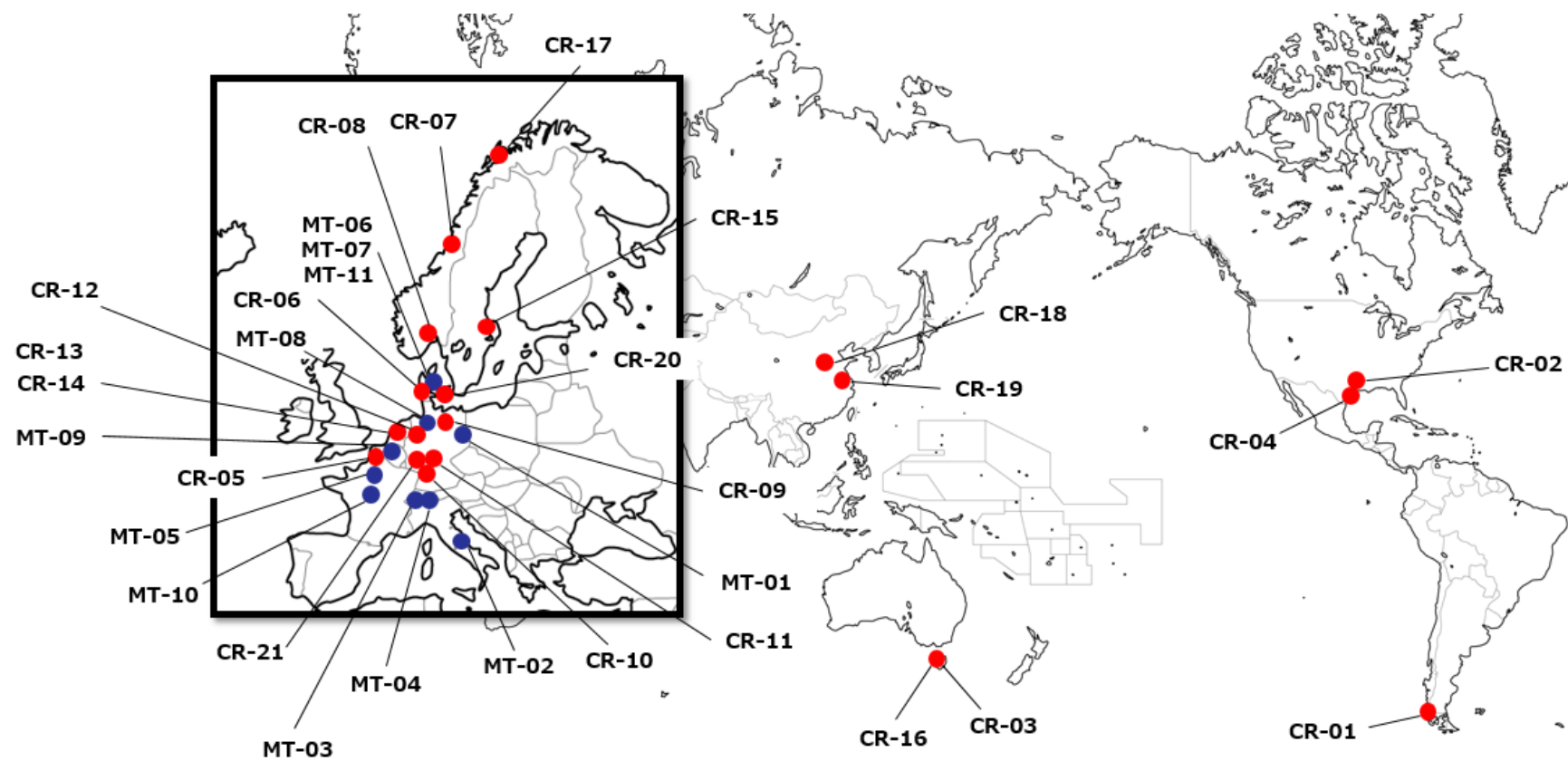


図 5-1 各プロジェクトの実施場所※

※1) 「MT」は合成メタン、「CR-」は合成メタン以外のカーボンリサイクル燃料関連のプロジェクトを示す。番号は表 5-2、表 5-3 に対応。

※2) 各プロジェクトの公表情報より、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

5.1. 合成メタン関連の事業/プロジェクトの概要整理

5.1.1. 全体概要

合成メタン関連の事業/プロジェクトについて、実証規模レベルのプロジェクトを表 5-2 のとおり抽出した。

合成メタンのプロジェクトについては、CR 燃料と比較すると数は多くなく、また抽出したプロジェクトは全て欧州での実施のプロジェクトでの実施である。CO₂ の供給源としては、バイオメタネーションなどバイオ燃料製造の過程で排出される CO₂ や、廃水処理施設から排出される CO₂ が多い結果となった。

5.1.2. 主要なプロジェクト

(1) BioCat プロジェクト（デンマーク）¹⁵

Electrochaea を中心にデンマーク工科大学を含む複数の企業や団体によるコンソーシアムを形成し、生物学的メタネーションに基づく電気からガスへ変換する商用規模での施設運用を目指すプロジェクトである。複数のプロジェクトであり、2014 年～2017 年にかけては「P2G-BioCat プロジェクト」として 1MW 規模のプラントを設計・試運転を実施、2017 年～2019 年にかけては「BioCat3 プロジェクト」として、さらなる実証実験をもとに性能の評価を実施した。いずれもデンマーク政府からの支援を受けている。風力発電による水の電気分解で製造した水素、廃水処理プラント工場からの CO₂ を使用し、独自の技術である生物触媒により CO₂ と H₂ からメタンガスを生成するプロセスを取っている。

表 5-4 プロジェクト詳細 (BioCat プロジェクト)

実施主体	Electrochaea
場所	デンマーク、Avedøre / Hvidovre
プラント規模	1MW
供給量	50Nm ³ /h
CO ₂ 処理量	50Nm ³ /h
CO ₂ 供給源	廃水処理プラント
水素供給量	200Nm ³ /h
展開	2014～2019 ※技術を他のプロジェクトに展開

(2) Echaeta プロジェクト¹⁶

EU HORIZON 2020 にて採択され資金提供を受けているプロジェクトであり、BioCat プロジェクトを主導していた Electrochaea 社が中心となって 2020～2023 年 9 月まで実施予定である。これまでの 1MW 規模のプラントをより実用的な商用規模 10MW にスケールアップすることを目指し、実現すれば 500Nm³/h のメタンガスが供給可能となる見込みであ

¹⁵ Electrochaea 「Biocat プロジェクト報告書」(https://www.grese.ch/wp-content/uploads/2017/02/09_Laurent-Lardon.pdf) (参照：2023 年 2 月)

¹⁶ EU Cordis プロジェクトページ (<https://cordis.europa.eu/project/id/101010276>) (参照：2023 年 2 月)

るとしている。Electrochaea 社が有する独自のバイオメタネーション技術プロセス（生物触媒により CO₂ と H₂ からメタンガスを生成するプロセス）を商用規模に展開し、10MWe プラント 12 基にて運用予定であるとしている。

表 5-5 プロジェクト詳細 (Echaea プロジェクト)

実施主体	Electrochaea
場所	デンマーク、Roslev
プラント規模	10MW
供給量	500Nm ³ /h
CO ₂ 処理量	5,700mt/y
CO ₂ 供給源	—
水素供給量	—
展開	2020～2023

(3) STORE&GO プロジェクト¹⁷

HORIZON2020 のもと P2G の実証を行う 2016～2020 年にかけて実施された、EU 各地から 27 の機関が参加する大規模なプロジェクトである。総費用は、約 2,800 万ユーロにもものぼり、そのうち 1,800 万ユーロが HORIZON2020 から助成された。ドイツ、イタリア、スイスの 3 か国に実証サイトを設置し実証試験を実施した。それぞれの実証サイトは、規模や形態が異なるものとなっている。そのうち、特徴的なドイツ、イタリアのプラントについて、下記に詳細を整理した（表 5-6、表 5-7）。

【ドイツ Falkenhagen プラント】

ドイツの Falkenhagen プラントでは、最先端の電解槽を使用し、メタネーションを実装する実証実験を実施した。再エネ由来電力から製造した WindGas と呼ばれる純粋な水素と、バイオエタノールプラントからの CO₂ を使用し、触媒技術によりメタンに変換するプロセスにてメタネーションを実施した。2019 年からは実際のガスグリッドに合成メタンを注入も実施した。

表 5-6 プロジェクト詳細 (STORE&GO : ドイツ Falkenhagen プラント)

実施主体	Uniper/DVGW 他
場所	ドイツ、Falkenhagen
プラント規模	1MW
供給量	57m ³ /h
CO ₂ 処理量	52.5m ³ /h、1,400m ³ /d（最大）
CO ₂ 供給源	バイオエタノール工場
水素供給量	210m ³ /h
展開	2016 年～ PJ 開始 2018 年～ 操業開始

¹⁷ STORE &GO HP (<https://www.storeandgo.info/>)（参照：2023 年 2 月）

【イタリア Troia プラント】

イタリア Troia プラントは、規模が 200kW と小規模ではあるが、CO₂ の供給源として空気直接回収（DAC）を使用したメタネーションを実施した。メタネーションにて得たメタンをさらに液体状態にし、LNG として製造し、また水素製造も含め、必要な電力は太陽光と風力発電による電力を利用したプラントである。

表 5-7 プロジェクト詳細（STORE&GO：イタリア Troia プラント）

実施主体	ENGINEERING 他
場所	イタリア、Troia
プラント規模	200kW
供給量	0.1MW の SNG 製造能力 (PJ を通じ 33,000 kWh の LNG 製造)
CO ₂ 処理量	—
CO ₂ 供給源	空気直接回収（DAC）
水素供給量	—
展開	2016 年～ PJ 開始

5.2. CR 燃料関連の事業/プロジェクトの概要整理

5.2.1. 全体概要

合成メタン以外の CR 燃料関連のプロジェクトについて、実証規模レベルのプロジェクトを表 5-3 のとおり抽出した。

合成メタン以外の CR 燃料関連のプロジェクトは、合成メタンのような Power to Gas ではなく Power to Liquid のプロジェクトであり、合成メタン単体のプロジェクトに比べ倍以上の数が抽出された。種類としては、メタノールの製造の他、航空機燃料用 SAF としての利用することを想定したプロジェクトが多くなった。また、CO₂ の供給源としては、発電所や産業排出由来の CCU と組み合わせたもののほか、DAC と組み合わせたものなど、様々な種類が確認された。

5.2.2. 主要なプロジェクト

(1) CRI 関連プロジェクト¹⁸

アイスランドの企業である Carbon Recycling International (CRI) は CO₂ からメタノールへの変換技術を用いて世界中で事業を展開している。世界の様々な企業とパートナーを組み、検討からプラントの建設、運転までのプロジェクトを実施している。

CO₂ からメタノールを製造する独自の「Emission-to Liquids」技術をもとに、2006 年に CO₂ からメタノール製造するパイロットプラントを実装し、2012 年に世界初の産業用の生産プラント (1300t/y) を実装した。その後、プラントの大規模化や再エネや水素と共に利用できるように技術の拡大化を進め、現在は商用規模のプラント (11 万 t/y) として世界中での稼働を展開させている。CRI が展開するプロジェクトのうち、ノルウェーならびに中国河南省で実施されているプラントについて、下記に整理した (表 5-8、表 5-9)。

【ノルウェーFINNFIJORD プラント】

CRI がノルウェーの再エネ発電会社である Statkraft ならびにフェロシリコンメーカーで化学企業である Finnfjord とともに実施しているプロジェクトである。

製鉄の際に脱酸剤として使用する合金鉄であるフェロシリコンの製造工場からの CO₂ を利用し水素とともに反応させ、メタノールを製造する。主に風力発電からの再エネ電力にて水の電気分解を実施し水素を製造する。

年間 10 万トンの処理能力を有した商用規模でのプロジェクトであり、2022 年現在はプラントを建設中であり、2023 年末にプラントが建設され、2025 年より操業が開始される予定である。

¹⁸ Carbon Recycling International HP (<https://www.carbonrecycling.is/>)
(参照：2023 年 2 月)

表 5-8 プロジェクト詳細（CRI：ノルウェーFINNFJORD プラント）

実施主体	Statkraft（EU の再エネ発電会社） Finnfjord（フェロシリコンメーカー）
場所	ノルウェー
供給量	100,000t/y（メタノール）
CO ₂ 処理量	145,000t/y
CO ₂ 供給源	フェロシリコンプラントの回収 CO ₂
水素供給量	—
展開	2023 年末 プラントの建設 2025 年 操業開始予定

【中国河南省安陽プラント】

CRI が中国河南省にて中国の大手化学メーカーである Henan Shuncheng Group とともに実施しているプロジェクトである。主にコークス炉のガスを利用し、ガスの洗浄ならびに分離によって CO₂ を回収し、メタノールを製造する。CO₂ 処理量は年間 160,000 t としている。メタノールの他、液化天然ガスも生成でき、2022 年段階では試運転段階であるが操業が開始されており、今後さらなる本格運用を目指すとしている。

表 5-9 プロジェクト詳細（CRI：中国河南省安陽プラント）

実施主体	Henan Shuncheng Group （中国大手化学メーカー）
場所	中国河南省安陽市
供給量	110,000t/y（メタノール）
CO ₂ 処理量	160,000t/y
CO ₂ 供給源	コークス炉ガスと石灰岩キルンからの炭素排出
水素供給量	—
展開	2022 年より操業開始

(2) Bell Bay Powerfuels Project¹⁹

オーストラリアの再エネ関連事業を展開する ABEL Energy が実施する、大規模なグリーン水素ならびにメタノールを生成するプロジェクトである。風力ならびに水力における発電での再エネ電力を利用し水の電気分解を実施し、グリーン水素を製造する。プロジェクトでは、化石燃料ではなく林業廃棄物（Forestry Waste）を燃焼させた CO₂ を使用、さらに水の電気分解で得た酸素も燃焼に使用する。グリーン水素と共にメタノールを製造することで、グリーンメタノールとして展開することを計画している。

プロジェクトは、2020 年 11 月にタスマニア州からの援助を受けており、メタノールの

¹⁹ ABEL Energy 「KNOWLEDGE-SHARING REPORT（Bell Bay Powerfuels Project）」（<https://research.csiro.au/hyresource/abel-energy-bell-bay-powerfuels-project/>）

生成プロセスだけでなく、資源調達先、メタノールの展開先の検討まで、サプライチェーン全体に渡り分析する内容となっている。

表 5-10 プロジェクト詳細 (Bell Bay Powerfuels Project)

実施主体	ABEL Energy (エネルギー会社)
場所	オーストラリア、タスマニア州
供給量	200,000t/y (メタノール) 226t/d
CO2 処理量	135,000t/y 以上
CO2 供給源	林業廃棄物の燃焼、電気分解の O2 燃焼
水素供給量	43t/d
展開	2025 年

(3) Green Fuels Hamburg プロジェクト²⁰

航空の脱炭素化を目指し航空用合成燃料 (e-SAF) を工業・商業規模で生産するための商業プロジェクトである。航空機メーカーの Airbus、エネルギー供給を手掛ける Uniper 等の企業が、ハンブルグ工科大学ならびにハンブルグ上院と共にコンソーシアムを組み、ハンブルグ空港の支援を受けながら実施している。

バリューチェーン全体にて CO2 ニュートラルな PtL (Power to Liquid) ケロシンを生産するとし、2026 年に年間 1 万 t 以上生産を目標として掲示している。これは、ドイツ連邦政府の PtL の航空燃料市場への投入目標 5 万トンに対し 20%に匹敵する量である。

洋上風力からの電力による電気分解にて、グリーン水素として調達、廃水処理に由来する CO2 を使用し、一酸化炭素と水蒸気に変換し、その後燃料の生産にあたっては、水素と一酸化炭素を利用する FT 合成技術にて実施する。

表 5-11 プロジェクト詳細 (Green Fuels Hamburg プロジェクト)

実施主体	Airbus、Uniper (エネルギー供給事業者) Sasol ecoFT、Siemens Energy
場所	ドイツ、ハンブルグ
供給量	10,000t/y 以上 (e-SAF)
CO2 処理量	—
CO2 供給源	ハンブルグにおける廃水処理
水素供給量	—
展開	2026 年 第一段階生産開始

²⁰ Green Fuels Hamburg HP (<https://www.green-fuels-hamburg.de/>)
(参照：2023 年 2 月)

(4) Norsk e-Fuel によるプロジェクト²¹

Power-to-Liquid (PtL) 技術を有する Norsk e-Fuel が、他の技術会社とコンソーシアムを組み、再生可能な合成燃料を製造するプロジェクトである。

CO₂ は、直接空気回収 (DAC) により取得し、Climeworks 社が技術の提供を行う。水素は再エネ電力を使用した電気分解によって製造し、回収した CO₂ とともに FT 合成技術にて合成燃料 e-Fuel を製造するプロセスであり、DAC～e-Fuel 製造を通じ、CO₂ を循環させた燃料を実現するものである。燃料は、飛行機や船舶など、航空燃料として使用することを想定しており、2024 年に年間 1,250 万 L、2026 年に年間 2,500 万 L の製造を目標として掲示している。

表 5-12 プロジェクト詳細 (Norsk e-Fuel によるプロジェクト)

実施主体	Norsk e-Fuel Sunfire (電解槽技術)、Climeworks (DAC 技術)、Valinor、Paul Wurth
場所	ノルウェー、Mosjøen
供給量	1,250 万 L/y (2024 年) 2,500 万 L/y (2026 年) 1 億 L/y (2029 年)
CO ₂ 処理量	—
CO ₂ 供給源	直接回収 (DAC)
水素供給量	—
展開	2023 年 ノルウェーにプラントを建設開始 ～2029 年 プラントを大規模化

²¹ Norsk e-Fuel HP (<https://www.norsk-e-fuel.com/>) (参照：2023 年 2 月)

6. ERGaR 等の認証・証書制度調査

欧米で先行しているバイオメタンを中心としたガスの証書制度を中心に各国の証書制度を調査した。

6.1. GO 制度の概要

6.1.1. Guarantees of Origin の概要

GO (Guarantees of Origin) とは、生産されたエネルギーに対して、いつどこでどんな方法で製造されたか (=属性) を証明する証書である。GO は物理的なエネルギーから切り離されて、一般的にエネルギー製造事業者に対して発行され、その後ボランティアベースで市場参加者の間で別途取引される。GO の購入者が GO を償却し、最終消費者に割り当てると、最終消費者は自身が消費したエネルギーに対してその属性を主張することができる。

エネルギーをグリッドで流通させて売買する場合、グリッドの中で混ざってしまうため、最終消費者は自身が購入したエネルギーの属性情報を特定することはできない。そこで GO 制度を用いて、物理的なエネルギーとは別に GO を取引することで、最終消費者は利用したエネルギーの属性を主張することができる。

GO の発行・移転・償却は、GO の発行機関 (Issuing Body) がレジストリ (登録簿) 上で管理している。レジストリには、各市場参加者が口座を開設することができる。GO が発行されると、エネルギー製造事業者の口座に GO が登録される。参加者間で GO が取引されると、その GO は取引口座間で移転され、一度償却されるとその GO に償却が記録されて以降の取引ができなくなる。この仕組みにより、属性の二重主張が回避されている。

口座を保有できる事業者は、各制度によって定められている。小売事業者やトレーダーのみが口座を保有できる場合は、上記の説明の通り、口座保有事業者が GO を購入・償却して最終消費者に割り当てると、最終消費者が口座を保有できる場合には、直接 GO を購入して償却して属性を主張することができる。なお、一般に GO の償却には期限が定められている。

6.1.2. 再エネ指令における Guarantees of Origin

欧州では再生可能エネルギー指令 (RED II) の 19 条で、再エネの割合・量を最終消費者に情報開示することを目的に、加盟国に対して GO (Guarantees of Origin) の発行を義務付けており、エネルギーの生産・取引・供給から独立した機関を GO の発行機関 (Issuing Body) として指定し、その機関が GO の発行・移転・償却を監督することを求めている。RED I では電力のみが GO 発行の対象であったが、RED II からガスと熱にも対象を拡大している。それを受け、6.2-6.5 で説明する通り、各国でガスの GO 制度が発達している。

RED II は、GO の償却期限を、エネルギー生産後 12 か月間と設定している。また、再エネ指令は GO に表 6-1 の情報を記載することと整理されている。なお、GO の取引は一般に再エネ割合目標には組み込むことができない。目標に組み込むことのできるエネルギーは、厳しい排出削減基準や再エネ基準を満たす必要があり、マスバランス方式で管理される必要もあるためである。そのため GO の取引は、あくまで消費者への情報開示が目的となっている。

表 6-1 RED II が定める GO に記載すべき情報

1. エネルギー生産の開始日・終了日
2. エネルギータイプ（電気・ガス・熱）
3. エネルギー生産設備の ID・場所・タイプ・容量
4. エネルギー生産設備が受けた支援スキーム
5. エネルギー生産設備の運用開始日
6. GO の発行日・発行国・発行 ID

（出典）欧州委員会「Directive (EU) 2018/2001」「Directive (EU) 2018/2001 および Regulation (EU) 2018/1999 の改正案」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

6.2. イギリス

6.2.1. 制度概要

イギリスでは、Renewable Energy Assurance Limited (REAL) によって、Green Gas Certificate Scheme (GGCS) と呼ばれるガスの GO 制度が運用されている。本制度は、定められた排出削減基準を満たした再生可能ガスに足して GO（本制度では、RGGO: Renewable Gas Guarantees of Origin と呼ばれる）を発行し、需要家がそれを調達することで、再生可能ガスの利用を主張ができる制度である。

運営組織である REAL は、非営利組織 The Association for Renewable Energy and Clean Technology (REA) の下部組織であり、再生可能エネルギーや循環経済などに関する様々な制度を運用している。本 GO 制度は 2011 年から運用されているが、制度策定時には Bio Group、Centrica、CNG Services、E.ON、Milton Keynes、National Grid、Thames Water の 7 つの民間企業が Founder partner として支援している。

2021 年の GO 発行量は 2,619GWh、年間償却量は 2,379GWh に上り、年々その量は増えている（図 6-1、図 6-2）。

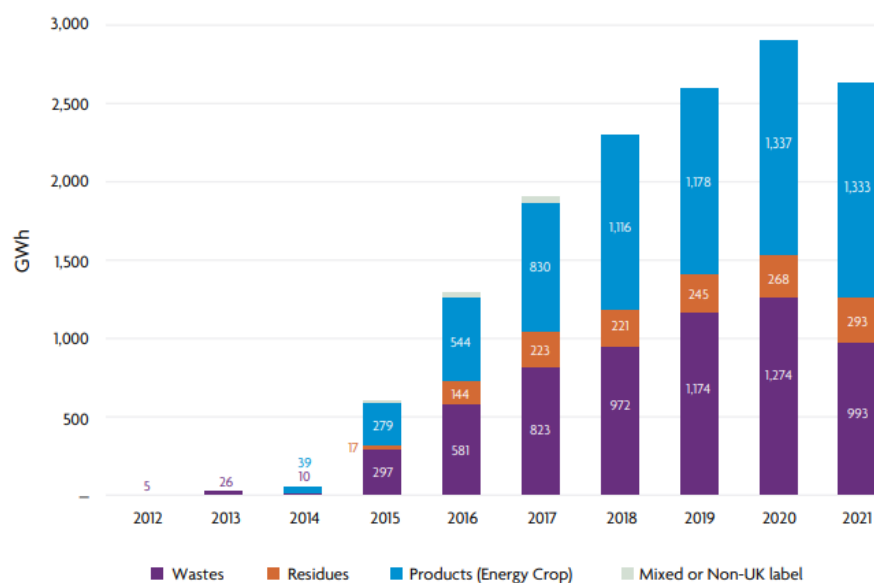


図 6-1 GGCS における原料別の年間 GO 発行量の推移

（出典）REAL 「Green Gas Certification Scheme: Annual Report 2021」

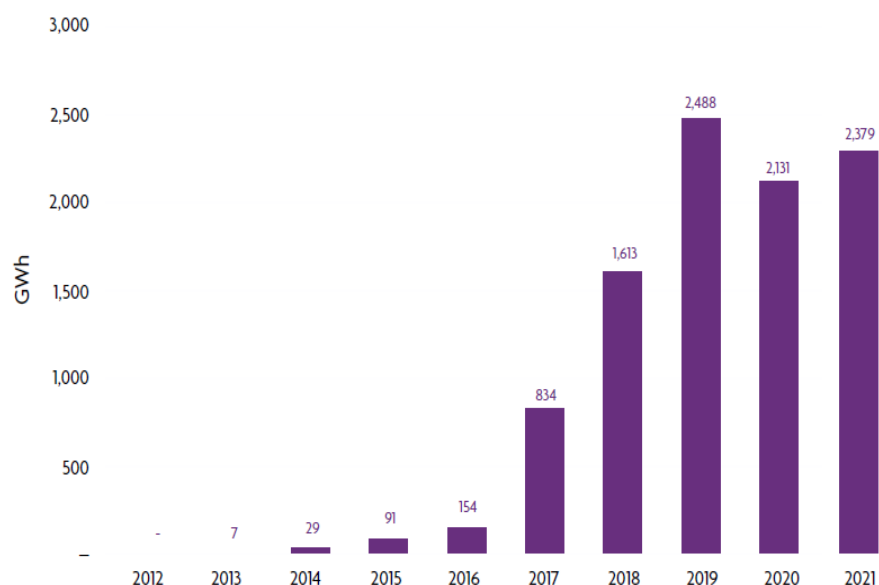


図 6-2 GGCS における年間 GO 償却量の推移

(出典) REAL「Green Gas Certification Scheme: Annual Report 2021」

6.2.2. 発行に関する制度設計

本制度は、化石燃料よりも生産・消費段階の GHG 排出量が少ない再生可能資源由来のガスを対象に GO を発行している。故に、発行時には GHG 排出量の基準を満たしていることを示す必要があり、その方法としては国内の補助スキームである RHI や RTFO や、RED の持続可能性基準への適合を示す場合が多い。

上記のように発行対象ガスが定められているため、バイオメタンだけでなく、バイオプロパンやグリーン水素、合成メタンなどについても GO を発行することができる。現時点で発行実績があるのはバイオメタンとバイオプロパンのみであるが、ヒアリングで得られた情報によれば、グリーン水素および合成メタンのプロジェクトとも発行に向けた議論が進んでいる状況であるという。

本制度では、GO 発行量を Net Measurement 方式で算定して決めている。一般にガスの GO 発行量の算定方法には Gross Measurement 方式と Net Measurement 方式の 2 通りがあり、各制度によってどちらを採用しているかが異なる。Gross Measurement 方式は、生産された対象ガスのエネルギー量に応じて GO を発行する方法である。一方で Net Measurement 方式は、生産された対象ガスのエネルギー量から、その生産プロセスで使用される化石由来ガス（嫌気性消化プロセスにおける加熱、ガス改質工程、コンプレッサーの動力源などに用いられるもの）のエネルギー量を差し引いたエネルギー量に応じて GO を発行する方法である。Gross Measurement 方式のほうが、より厳しい算定方法であると言え、イギリスの本 GO 制度ではこちらを採用している。また、発行は 1kWh 単位で行われる。

ウェブサイトおよびヒアリングで確認できた情報によれば、GO には下記の情報を記載することが定められており、基本的に再エネ指令の要件に沿って設定されている。

- ✓ 生産設備の名称

- ✓ 生産設備の住所
- ✓ 生産設備の運転開始日
- ✓ 生産設備の生産容量
- ✓ 生産設備の RHI 番号 (RHI の支援を受けている場合)
- ✓ 生産方法 (例: 嫌気性消化)
- ✓ 原材料の種類
- ✓ ガスグリッドへの注入の開始日と終了日
- ✓ ガスグリッドに注入した場所
- ✓ ガスグリッドに注入したエネルギー量
- ✓ 生産に関する政府支援の有無

6.2.3. 取引・償却に関する制度設計

発行された GO は、図 6-3 のように取引される。本制度のレジストリに口座を保有しているガス輸送事業者、ガス供給事業者、環境コンサル、トレーダーなどが、GO を相対取引で購入することができる。これらの GO の購入者は、GO を自ら償却して最終消費者に販売し、最終消費者が再生可能ガスの利用を主張することができる。償却はグリッドにガスが注入されてから 3 年 3 か月の間に行う必要がある。なお、口座を保有している事業者間では GO の移転が可能である。

本制度における再生可能ガスのトレーサビリティ管理方法は、基本的にブック＆クレーム方式で行われるが、物質収支の証拠を提供すれば、マスバランス方式で取引されたことを主張することができる。

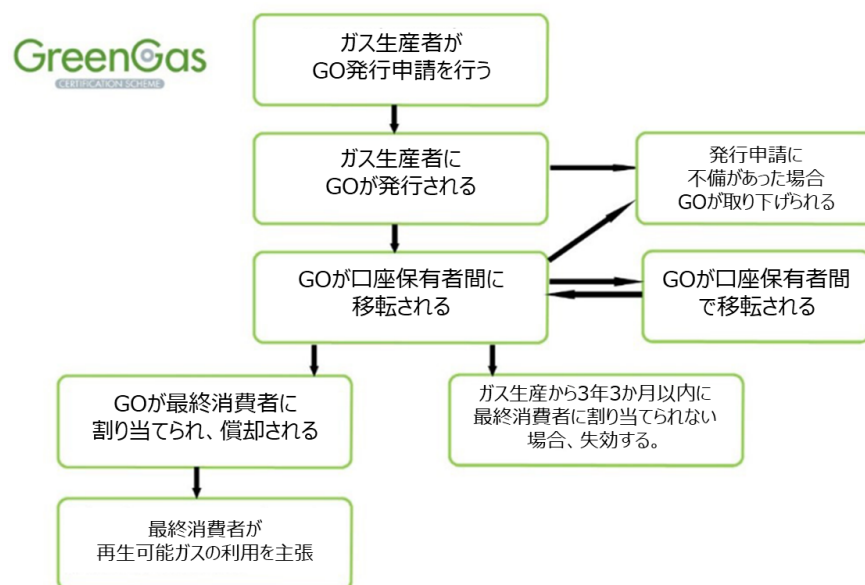


図 6-3 イギリスの GO 制度における GO の発行・取引フロー²²

(出典) GGCS ウェブサイト (みずほリサーチ&テクノロジーズにより和訳)

²² <https://www.greengas.org.uk/scheme/flow-diagram>

6.3. フランス

6.3.1. 制度概要

フランスでは、Gaz Réseau Distribution France (GRDF) によって、バイオメタンを対象にした GO 制度が運用されている。運営組織である GRDF は、フランスの大手エネルギー企業である Engie の子会社である配ガス事業者であり、入札の結果、環境・経済移行省から 2013-2032 年の間、本制度の運用を 2013-2023 年にわたり委託されている。

2021 年の GO 発行量は 4,238GWh、償却量は 2,972GWh に上り、その量は年々増加傾向にある（図 6-4）。

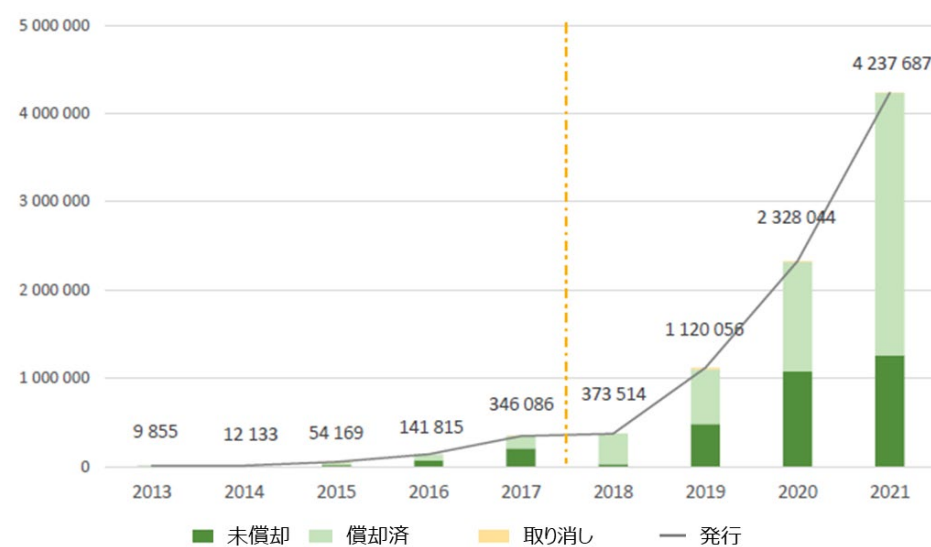


図 6-4 フランスの GO 制度における年間 GO 発行量の推移

（出典）GRDF ウェブサイト（みずほリサーチ&テクノロジーズにより和訳）

※本グラフは発行量を示すが、GO 発行単位が 1MWh であるため、単位は MWh であると捉えられる。

6.3.2. 発行に関する制度設計

本制度はバイオメタンを発行対象にしており、発行量の算定には Gross Measurement 方式を採用している。GO は 1MWh 単位で発行され、注入から 5 か月以内に発行申請をする必要がある。ウェブサイトおよびヒアリングで確認できた情報によれば、GO には下記の情報を記載することが定められており、基本的に再エネ指令の要件に沿って設定されている。

- ✓ 生産者の名前・住所
- ✓ 生産設備の名前・住所
- ✓ 生産設備の設備タイプ
- ✓ 生産設備の推定年間生産量
- ✓ 生産設備の運転開始日
- ✓ ガスグリッドへの注入契約の情報
- ✓ ガスグリッドへの注入開始日と終了日
- ✓ ガスグリッドへの注入量
- ✓ 注入したパイプラインの管理者名と連絡先
- ✓ バイオメタンの購入契約に関する情報

- ✓ 設備が受けた政府援助

6.3.3. 取引・償却に関する制度設計

GO は一般にバイオメタンの生産者に割り当てられるが、本制度ではバイオメタン生産者と買取契約を締結しているガス供給事業者に対して発行される。発行された GO の取引方法には、GO そのものを取引するケースと、GO とガスを合わせて取引するケースの 2 種類がある（図 6-5）。前者の取引方法では、ガス供給事業者が、本制度のレジストリに口座を持つ最終消費者に対して GO を販売し、その消費者が自らのガス消費に対して GO を償却するケースである。後者の取引方法では、ガス供給事業者が最終消費者に対して、GO を割り当てたガスを最終消費者に供給するするケースである。

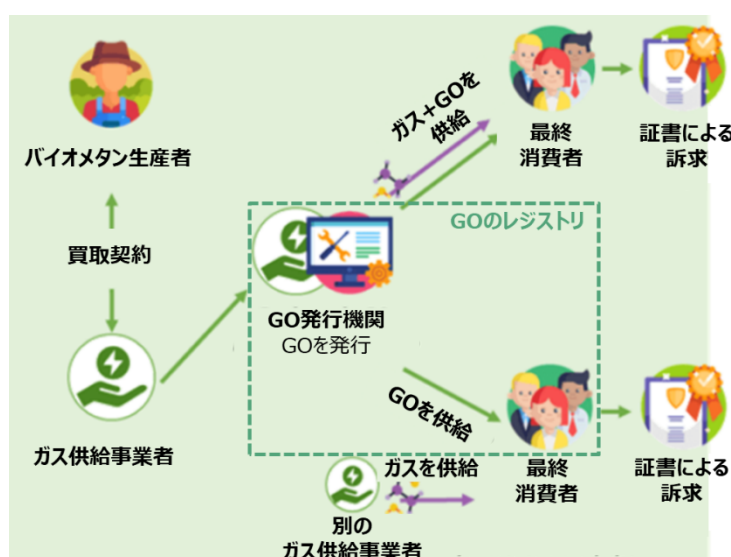


図 6-5 フランスの GO 制度における GO の取引方法 ²³

（出典）GRDF ウェブサイト（みずほリサーチ&テクノロジーズにより和訳・一部追記）

さらに、本制度では 2019 年に制度改正があり、2020 年 11 月 9 日以降にガス供給事業者と生産者の間で買取契約を締結した場合は、GO 発行の権利は政府に無料で譲渡され、政府が GO 発行を行う形に変更になった。政府により発行された GO の取引パターンには 2 種類ある。1 つは、ガス供給事業者、トレーダー、最終消費者に対してオークションで GO を販売し、販売先で取引または償却が行われるケースである。最初のオークションは 2023 年 4 月に行われる予定で、その後は毎月～半年の頻度で実施される予定である。もう 1 つは、地方自治体のガスを消費する施設に無料で転送されて償却されるケースである。この制度改正により、ガス供給事業者は新たな生産者との契約による GO の利益を得られなくなるが、GO 市場の流動性と競争が進むと考えられている。

²³ <https://projet-methanisation.grdf.fr/actualites/garanties-dorigine-du-biomethane-ce-qui-change-pour-la-filiere>
<https://projet-methanisation.grdf.fr/la-methanisation/la-vente-du-biomethane/les-garanties-dorigine>

6.4. オランダ

6.4.1. 制度概要

オランダでは、経済・気候政策省から委託されて、Vertogas がバイオメタンを対象にした GO 制度を 2015 年から運用している。運営組織である Vertogas は、ガスインフラの管理を行うオランダ国営会社である Gasunie の子会社である。電力・熱・ガスの GO 制度を調和のとれた形で効率よく運用するための合併であると説明されている。

なお、Vertogas は 2023 年 1 月より、CertiQ と合併し、VertiCer という社名に代わっている。CertiQ は 2015 年～経済・気候政策省から委託されて再エネ電力と再生可能な熱エネルギーの GO 制度を運営している企業であり、電力網の管理を行うオランダ国営会社である Tennet TSO BV の子会社である。

2021 年の GO 発行量は約 2,000GWh、償却量は約 1,500GWh である（図 6-6）。

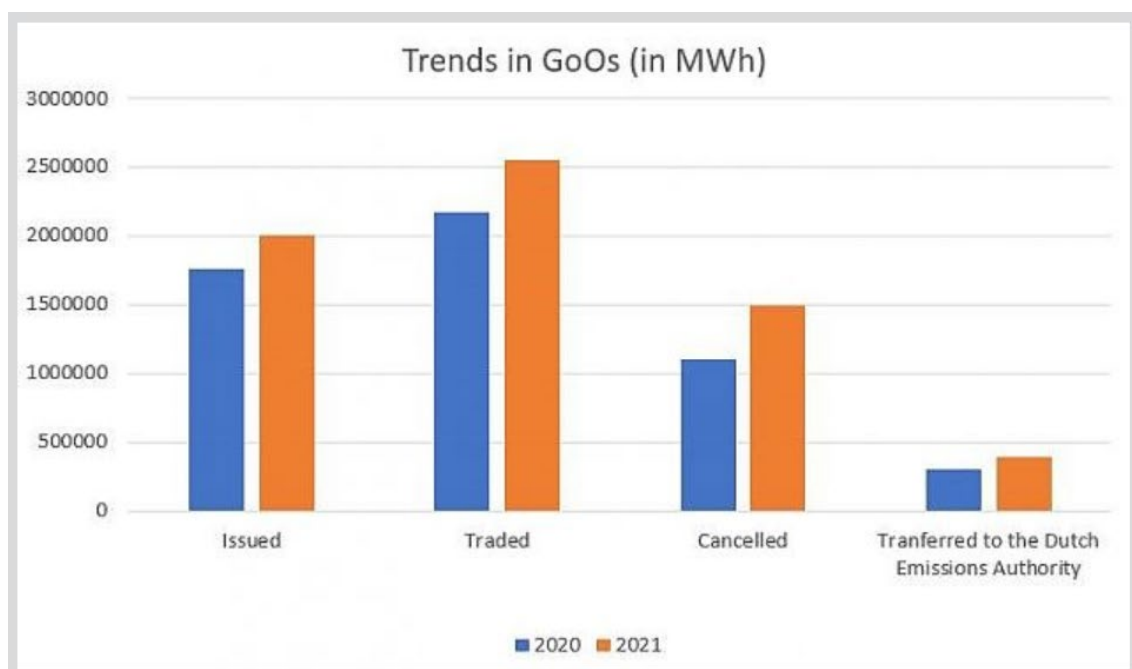


図 6-6 2020 年および 2021 年のオランダの GO 制度における GO の取引量

（出典）GRDF ウェブサイト（みずほリサーチ&テクノロジーズにより和訳・一部追記）

6.4.2. 発行に関する制度設計

本制度はバイオメタンを発行対象にしている。発行対象ガスには持続可能性基準を設けており、持続可能な原材料を用いて生産されたことを示す必要がある。そのため、生産者は持続可能な原材料を使用していることを、毎年監査を受けて GO 発行機関に提出する必要がある。また、NTA8080 や ISCC などの外部の持続可能性認証制度への適合を任意で示し、GO に情報として記載することもできる。

発行量の算定には Net Measurement 方式を採用している。GO は 1MWh 単位で発行され、ウェブサイトを確認できた情報によれば、GO には下記の情報を記載することが定められており、基本的に再エネ指令の要件に沿って設定されている。

<GO の情報>

- ✓ GO の ID 番号
- ✓ エネルギー源（バイオマスの分類など）
- ✓ エネルギー量
- ✓ 現在のステータス（取引可能 or 期限切れ or 償却済）
- ✓ GO 発行日
- ✓ GO の有効期限
- ✓ 発行機関（=Vertogas）、発行国（=オランダ）
- ✓ 補助金の有無
- ✓ 目的（パイプラインに注入 or オンサイト利用）

<生産設備に関する情報>

- ✓ 生産設備の名称
- ✓ 設備コード
- ✓ 設備の住所
- ✓ 設備の生産容量
- ✓ 設備が採用している生産方法
- ✓ 設備の運転開始日
- ✓ 利用しているガス関連設備の名称
- ✓ 設備のパイプラインとの接続数
- ✓ ガスの加工設備の数
- ✓ オンサイトの生産設備数

<生産に関する情報>

- ✓ 生産した月
- ✓ 生産量

<バイオマスの持続可能性に関する情報>

- ✓ 取得している持続可能性認証制度の名称（ISCC、NTA8080 など）
- ✓ 認証の発行日
- ✓ 認証の失効日
- ✓ 原料の種類
- ✓ 原料の生産国
- ✓ CO₂ 排出削減量
- ✓ その他追加情報
- ✓ 原料の詳細な種類と内訳

また、発行実績は不明であるが、Vertogas は 2022 年 10 月より、グリーン水素を対象とした GO の発行も手掛けている。

6.4.3. 取引・償却に関する制度設計

発行された GO は、本制度のレジストリに口座を保有しているガス供給事業者などのトレーダーのみが相対取引で購入することができる。これらの GO の購入者は、GO を自ら償却したうえで、最終消費者に販売し、最終消費者が再生可能ガスの利用を主張することができる。償却は GO が発行されてから 1 年の間に行う必要がある。なお、口座を保有しているトレーダー間では GO の移転が可能である。

6.5. ドイツ

6.5.1. 制度概要

ドイツでは、政府系シンクタンクである DENA (Deutsche Energie-Agentur) が再生可能ガスを対象にした GO 制度を 2010 年から運用している。本制度の立ち上げにあたっては、環境・自然保護・原子炉安全相 (BMU: Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety) と 14 の大手エネルギー企業の支援を受けている。

6.5.2. 発行に関する制度設計

発行量の算定には Gross Measurement 方式を採用している。対象ガスに求められる基準は、GO の使用用途 (ドイツ国内の様々なエネルギー関連の法制度) によって異なる。また、基本的にはバイオメタンを対象としているものの、発行実績は不明ながら電解水素および合成メタンも発行対象とすることができる旨が記載されている。ウェブサイトを確認できた情報によれば、GO には記載する情報は GO の使用用途によって異なるものの、基本的には以下を含める必要があると記されている。

- ✓ GO 発行量
- ✓ GO の使用目的 (国内の各法制度)
- ✓ 生産者の名前、住所
- ✓ 原料のタイプとその内訳
- ✓ 注入するグリッドの場所名と住所
- ✓ 注入機関
- ✓ 対象ガスの各国内制度の基準の充足

6.5.3. 取引・償却に関する制度設計

発行された GO は、本制度のレジストリに口座を保有しているガス供給事業者などのトレーダーのみが相対取引で購入することができる。これらの GO の購入者は、GO を自ら償却したうえで、最終消費者に販売し、最終消費者が再生可能ガスの利用を主張することができる。

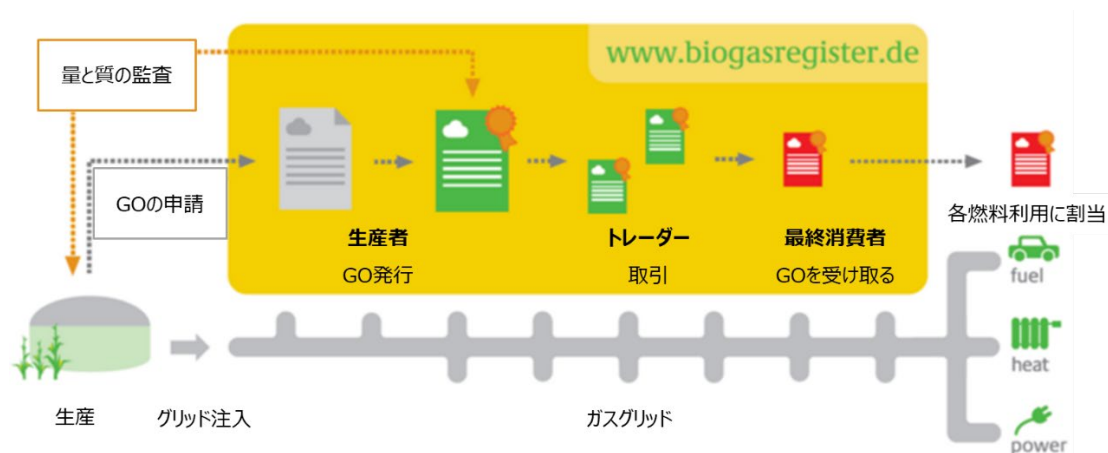


図 6-7 ドイツの GO 制度における取引フロー

(出典) dena ウェブサイト (みずほリサーチ&テクノロジーズにより和訳・一部追記)
上段は GO の取引フローを、下段はガスの取引フローを示している。

6.6. ERGaR

ERGaR (European Renewable Gas Registry) は、バイオメタンとその他の再生可能ガスの、国境を越えた移転に関する、独立性・透明性・信頼性のある証書化スキームの確立を目的に、2016年9月に設立された組織である。現在は、14か国から34の関連企業・団体がメンバー参加している(表6-2)。

ERGaRは、消費者への情報開示を目的とした ERGaR CoO Scheme を2021年7月から運用している。また、RED II の再エネ目標に組み込むことを目的とした ERGaR RED MB Scheme を確立し、欧州委員会に対して RED II で認められるように申請を続けている。

表 6-2 ERGaR のメンバー

ACT	Energie 360° AG	REAL
AFS Energy	Energinet.dk	Renewable Energy Services B.V.
AGCS	Fachverband BIOGAS	Renewable Gas Forum Ireland
AM Amber Grid	gas.be	Shell Energy Europe Ltd
Bmp greengas	GO2 – Markets	STX Services
Centrica Energy Marketing & Trading	GRDF	Titan
CIB	Landwärme GmbH	Uniper Global Commodities SE
Danish Bio Commodities	MET International AG	VertiCer (旧 Vertogas)
Danske Commodities	Nature Energy	VUE naturemade – Association for Environmentally Sound Energy
DENA	NEDGIA	VSG
European Biogas Association	Nordion Energi	—
Enagas S.A.	Pavilion Energy Spain. S.A.U.	—

(出典) ERGaR ウェブサイトより。みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

6.6.1. ERGaR CoO Scheme

ERGaR CoO Scheme とは、各国の GO 制度のレジストリ間で、原産地証明 (CoO : Certificate of Origin) をやり取りするスキームである。CoO とは、各国制度で GoO や RGGO やバイオメタン証書と呼ばれているものの総称として定義されている。本制度によって、国 A の GO 制度のレジストリから国 B の GO 制度のレジストリへと移転される場合は、図 6-8 のように処理される。まず、国 A のレジストリから、移転された CoO が取り消される。次に、国 B の制度のレジストリで CoO が受領され、国 B のレジストリにおいて同量のエネルギー単位で CoO が作成される。この際、元の CoO に含まれている情報は変更できない (ただし、国 B の制度で要求していない情報を削除することは可能)。国 B のレジストリで改めて作成された CoO は、国 B の制度下で GO の償却がされる。本スキームによって、国境を越えてバイオメタン証書のやり取りが可能になる。

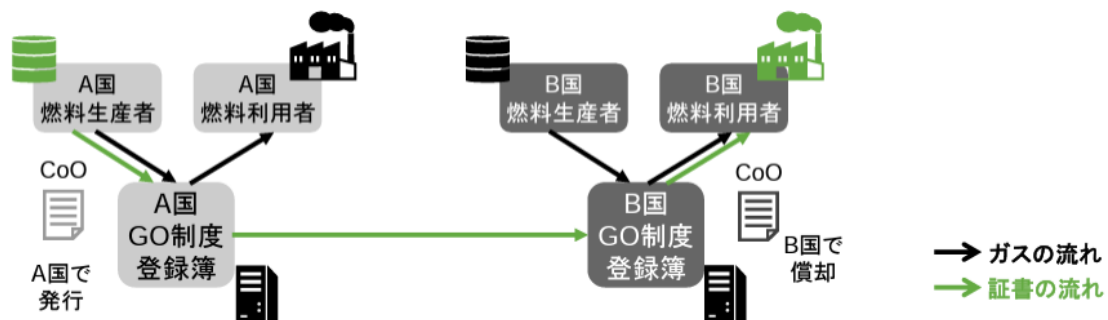


図 6-8 ERGaR CoO Scheme における取引フロー

(出典) ERGaR ウェブサイトよりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

本スキームにおける CoO に含める情報は、RED II に基づいて以下の通りに整理されており、任意で持続可能性情報も含めることができる。

- ✓ エネルギータイプ (例：ガス)
- ✓ CoO 登録番号
- ✓ 生産設備の設備容量
- ✓ 生産設備の稼働開始日
- ✓ 燃料の生産開始日・終了日
- ✓ 燃料のタイプ (例：嫌気性消化由来のバイオメタン)
- ✓ 燃料生産者の名前・登録番号
- ✓ CoO を発行した制度名
- ✓ CoO の発行日
- ✓ 燃料生産が受けた支援
- ✓ エネルギー源
- ✓ CoO の有効期間

各国の GO 制度が本スキームを利用するためには、各国制度の GO 管理者が ERGaR に申請書を提出し、参加が認められる必要がある。ERGaR は各国制度に対し、参加要件として以下を定めている。

- ✓ 経済運営者から独立性を維持していること
- ✓ 直接的または間接的にバイオメタン CoO を所有していない、またはバイオメタン CoO に関連する市場に参加していないこと
- ✓ 関連する法律や規制を遵守し、専門的かつ透明性のある方法で業務を遂行していること
- ✓ CoO の発行、処理、償却を文書化する監査可能なシステムを所持していること
- ✓ CoO 発行プロセスの正確性を確認する外部監査の実施を含む、適切な監査手順を実施していること
- ✓ 少なくとも 5 年間、ドキュメントを保持していること
- ✓ スキームへの参加に関する活動の監査のためのすべての関連情報の準備に対する責任を負うこと

現在、本スキームに参加している GO レジストリ管理者は、VertiCer、REAL、DENA、AGCS (オーストリアのバイオメタン GO 制度の管理者) の 4 機関であり、オランダ、イギリス、ドイツ、オーストリアの間でのバイオメタン GO のやり取りが可能になっている。本

制度は 2021 年 7 月に開始となったばかりであるが、2022 年の各国間の移転量は、1,397GWh に上っている（図 6-9）。なお、2022 年のすべての移転はドイツへの移転であり、移転元としてはイギリスが最も量が多く、オランダ、オーストリアからの移転も見られた。その背景としては、ドイツにはバイオメタンの消費側に政策インセンティブが、イギリスでは生産側に政策インセンティブが与えられているためであると推測される。



図 6-9 ERGaR における取引量

（出典）ERGaR ウェブサイト

6.6.2. ERGaR RED MB Scheme

ERGaR RED MB Scheme とは、各国間で輸出入したバイオメタンを、RED II における各加盟国の拘束力ある再エネ割合目標に使えることを目的にした制度である。持続可能性認証制度とマスバランス方式を採用した各国 GO 制度を組み合わせることで、PoO（原産地証明）をやり取りすることで、RED II が要求する持続可能性基準の充足およびマスバランス方式での物量管理を可能とする制度である。

本スキームでは、まず原材料からグリッド注入まで、RED が認めた持続可能性認証制度（ISCC など）で管理を行う。グリッド注入後は、国内においては各国のバイオメタン GO 制度を用いてマスバランス方式で管理し、移転の際には持続可能証明（PoS）の情報を含んだ PoO を ERGaR RED MB Scheme を用いて、マスバランス方式で管理を行う。これらの処置を行うことで、RED の再エネ割合目標に適格な形でバイオメタン証書を輸出することができ、その証書の利用量を輸出国側で再エネ割合目標に組み込むことができる。

なお、本制度はまだ欧州委員会に RED II に使用できるスキームとして認められていない。ERGaR は 2017 年 1 月に、RED I に適格なスキームとして認められるように欧州委員会に申請している。その後欧州委員会は 1 年間の議論を経て、改めて RED II への申請を許可しているが、スキームとして認めるとは発表していない。

6.7. 北米

北米では、欧州の GO 制度と同様の証書制度が存在しており、RECs ((Renewable Energy Certificate) と呼称される再エネ証書が流通している。また、認証制度としては民間組織が運用している Green-e が存在している。

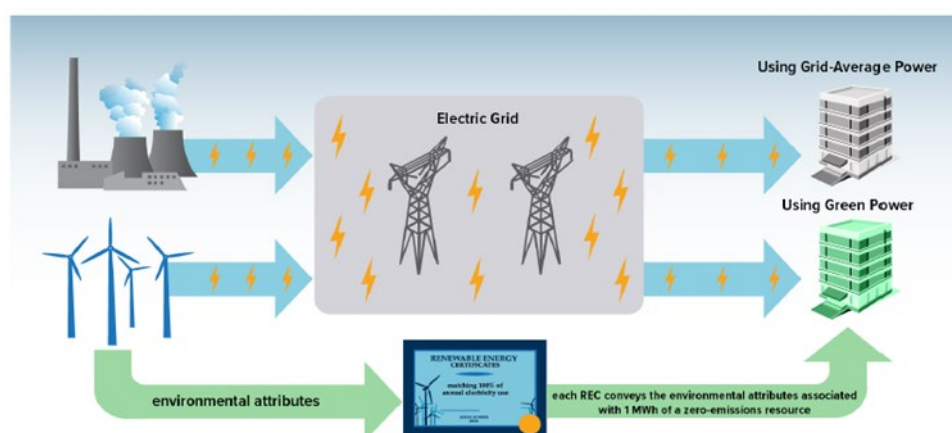
6.7.1. RECs の概要

RECs は、米国における再生可能エネルギー由来の電力に付随する環境・社会的側面、その他電力エネルギーを除く属性の所有権を主張するための証明（証書）であり、事業者は RPS 制度²⁴や自主的な州制度への遵守を示すために、RECs を取得している

また、RECs は 1MWh 単位で発行され、主に以下の情報が含まれる。

- ✓ トラッキングシステム ID
- ✓ 発電に使われた再エネ発電の種類
- ✓ 発電場所
- ✓ 当該発電プロジェクトの発電容量
- ✓ プロジェクト名
- ✓ 発電設備の建設日時
- ✓ REC 固有の ID

なお、RECs の主な取引イメージは図 6-10 の通りである。



(出典) EPA 「Renewable Energy Certificates (RECs)」

図 6-10 RECs の取引イメージ

²⁴ RSP : Renewable Portfolio Standards (<https://www.nrel.gov/state-local-tribal/basics-portfolio-standards.html>)

6.7.2. Green-e の概要

Green-e は、CRS（Center for Resource Solutions）が運営する民間の認証制度である。表 6-3 で示す通り、4 つの認証プログラムがあるが、「Green-e Renewable Fuels」はバイオメタンを対象とした認証制度である。

表 6-3 Green-e の認証プログラム

認証プログラム名	概要
Green-e Climate	カーボンオフセットによる CO2 削減量を認証
Green-e Energy	再エネ電力製品を認証
Green-e Marketplace	再エネを利用して作った製品を認証
Green-e Climate	再生可能燃料製品を認証

（出典）Green-e ウェブサイトより。みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

「Green-e Renewable Fuels」は 2021 年 9 月に基準が公開されたプログラムである。2023 年 2 月時点では、バイオメタンのみ対象であるが、太陽熱、地熱、グリーン水素等の他の再生可能燃料製品や再生可能熱エネルギー製品に対応するためのプログラム拡大を検討している。

「Green-e Renewable Fuels」の認証基準は表 6-4 の通り。

表 6-4 Green-e Renewable Fuels の認証基準

基準項目	概要
対象製品	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能燃料 再生可能燃料と切り離されて販売される証書
利用者	<ul style="list-style-type: none"> 生産・販売・利用に対応している認証であるため、生産者・販売者・購入者いずれも利用可能
燃料タイプ	<ul style="list-style-type: none"> バイオメタン それ以外の再生可能燃料は今後検討予定
生産方法	<ul style="list-style-type: none"> 嫌気性消化 <ul style="list-style-type: none"> バイオメタン生産後に残る消化物が持続可能な形で管理される必要がある（埋立ではなく土壌改良剤として用いられるなど） 埋立地ガスの回収
原料： 嫌気性消化の場合	<ul style="list-style-type: none"> 排水、食品廃棄物、植物性廃棄物（庭木など）、作物残渣、動物性廃棄物（糞尿など）
炭素強度	<ul style="list-style-type: none"> パイプライン注入までの炭素強度が化石由来天然ガスよりも 10%以上低い
ビンテージ	<ul style="list-style-type: none"> 2025 年までは販売の 4 年前以内に、2026 年以降は販売の 1 年前以内にパイプラインに注入されている必要がある
生産場所	<ul style="list-style-type: none"> カナダまたは米国 それ以外の国の場合は今後検討予定
輸送方法	<ul style="list-style-type: none"> ブック&クレーム方式を使用して、再生可能燃料または証書を管理
追加性	<ul style="list-style-type: none"> 国または地域の法律などで要求されている水準以上の再生可能燃料である必要あり
二重計上	<ul style="list-style-type: none"> 生産量の二重計上、二重販売、二重主張などを認めない。また、既にクレジット制度などによって環境価値を販売している場合は認証不適合

（出典）Green-e ウェブサイトより。みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

7. メタネーション推進官民協議会事務局運営

2021 年 6 月に設立されたメタネーション推進官民協議会、2022 年 4 月に設立された海外メタネーション事業実現タスクフォース、国内メタネーション事業実現タスクフォースの事務局を運営した。

7.1. メタネーション推進官民協議会

2023 年 2 月時点のメタネーション推進官民協議会の委員、オブザーバーは表 7-1 の通りである。

表 7-1 メタネーション推進官民協議会 委員一覧

	氏名	所属
座長	山内 弘隆	一橋大学 名誉教授
委員	秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員
	石井 義朗	株式会社 INPEX 常務執行役員 再生可能エネルギー・新分野事業本部長
	石塚 康治	株式会社デンソー 執行幹部 環境ニュートラルシステム開発部長
	伊東 徹二	株式会社日本政策投資銀行 企業金融第 5 部長
	遠藤 宏治	住友商事株式会社 理事 エネルギー本部長 エネルギーイノベーション・イニシアチブサブリーダー
	大村 友章	三菱重工業株式会社 シニアフェロー 成長推進室長
	小野田久彦	東邦ガス株式会社 常務執行役員 R&D・デジタル本部
	橘川 武郎	国際大学 副学長・大学院国際経営学研究科 教授
	木本憲太郎	東京ガス株式会社 専務執行役員 デジタルイノベーション本部長
	工藤 拓毅	一般財団法人日本エネルギー経済研究所 理事
	久保田伸彦	株式会社 IHI 常務執行役員 技術開発本部長
	河野 晃	日本郵船株式会社 専務執行役員
	齊藤 勝	三菱商事株式会社 執行役員 天然ガスグループ CEO オフィス室長（兼）北米本部長
	三宮 功	株式会社 JERA 企画統括部 上席推進役
	芝山 直	日立造船株式会社 常務取締役 開発本部長
	島 裕和	UBE 三菱セメント株式会社 上席執行役員
	嶋崎 亨	株式会社アイシン 理事 エナジーソリューションカンパニー Vice President
	高木 英行	CCR 研究会幹事／国立研究開発法人 産業技術総合研究所ゼロエミッション国際共同研究センター 水素製造・貯蔵基盤研究チーム長
	野崎 広之	東京電力ホールディングス株式会社 技術戦略ユニット技術統括室 プロデューサー
	野村 誠治	日本製鉄株式会社 フェロー 先端技術研究所長
	早川 光毅	一般社団法人日本ガス協会 専務理事
	藤井 良基	JFE スチール株式会社 専門主監(環境防災・エネルギー)
	藤原 達志	関西電力株式会社 ガス事業本部副事業本部長
	松岡 憲正	千代田化工建設株式会社 常務執行役員 地球環境事業統括

	松坂 顕太	株式会社商三井取締役専務執行役員 エネルギー営業本部長
	水口 能宏	日揮ホールディングス株式会社 執行役員 CTO サステナビリティ協創部 部長代行
	宮川 正	大阪ガス株式会社 代表取締役 副社長執行役員
	山崎 雅弘	丸紅株式会社 エネルギー本部副本部長
	山本 純己	S h e l l J a p a n 株式会社キーアカウントマネージャー（ユーティリティ担当）
	和久田 肇	独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 副理事長
オブザーバー	上原 英司	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 環境部長
	塩入 隆志	国土交通省海事局海洋・環境政策課 環境渉外室長
	井上 和也	環境省 地球環境局 地球温暖化対策課長
	曳野 潔	資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部 政策課長 兼 熱電併給推進室長
	笹山 雅史	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課 課長補佐
	鈴木 勇人	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石油・天然ガス課 課長補佐
	信末 直人	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石油精製備蓄課 課長補佐
	北原 由紀子	経済産業省 産業技術環境局 環境経済室 課長補佐

本年度は4回（内、委託期間内は2回）の協議会を開催し、事業者の取組紹介、海外メタネーション事業実現タスクフォース、国内メタネーション事業実現タスクフォースにて議論された内容等の報告を実施した。第9回協議会の概要は表 7-2、第10回協議会の概要は表 7-3 の通りである。

表 7-2 第9回協議会 概要

日時	令和4年11月22日（火）15:00-17:00
場所	Teams（オンライン開催）
出席者	<p>委員：山内座長、秋元委員、石井委員、石塚委員、伊東委員、遠藤委員、大村委員、小野田委員、橘川委員、木本委員、工藤委員、久保田委員、三宮委員、芝山委員、島委員、嶋崎委員、高木委員、野崎委員、野村委員、早川委員、藤井委員、水口委員、宮川委員、山崎委員、山本委員</p> <p>代理出席者：末森様、戸嶋様、濱崎様、由上様、吉田様、六呂田様</p> <p>発表者：大槻様、柴田様</p>
議題	<ul style="list-style-type: none"> ・メタネーションに関する各社の取組等について ・国内、海外メタネーションの推進等について
資料	<p>資料1 議事次第</p> <p>資料2 委員名簿</p> <p>資料3 各社等からの説明資料</p> <p>資料3-1 アイシン・デンソー・東邦ガス説明資料</p> <p>資料3-2 三菱商事・東京ガス・大阪ガス・東邦ガス説明資料</p> <p>資料3-3 三菱重工説明資料</p> <p>資料3-4 日本エネルギー経済研究所／横浜国立大学説明資料</p> <p>資料3-5 日本ガス協会説明資料</p> <p>資料4 資源エネルギー庁説明資料</p> <p>資料4-1 今後のメタネーションの推進について</p> <p>資料4-2 メタネーション取組マップ 2023</p> <p>参考資料1、2 総合資源エネルギー調査会 第6回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議資料</p>

表 7-3 第10回協議会 概要

日時	2023/02/24（金）15-17時
場所	経済産業省別館 525 & Teams（ハイブリッド開催）
出席者	<p>委員：</p> <p>山内座長、秋元委員、石井委員、石塚委員、伊東委員、遠藤委員、大村委員、小野田委員、橘川委員、木本委員、工藤委員、久保田委員、三宮委員、芝山委員、島委員、嶋崎委員、高木委員、野崎委員、野村委員、早川委員、藤井委員、松岡委員、水口委員、宮川委員、山崎委員、山本委員、和久田委員</p> <p>代理出席者：</p> <p>六呂田様、濱崎様、戸嶋様、村上様、高畑様</p>
議題	<ul style="list-style-type: none"> ・メタネーションに係る国内外の動向等について ・技術開発・実証、プロジェクト等の取組について
資料	<p>資料1 議事次第</p> <p>資料2 委員名簿</p> <p>資料3 資源エネルギー庁説明資料</p> <p>資料4 制度・国際動向に係る説明資料</p> <p>資料4-1 環境省説明資料</p> <p>資料4-2 国土交通省説明資料</p>

	資料４－３ 日本ガス協会説明資料 資料４－４ みずほリサーチ&テクノロジーズ説明資料 資料５ 技術開発・実証、プロジェクトに係る説明資料 資料５－１ 日立造船説明資料 資料５－２ IHI 説明資料 資料５－３ INPEX 説明資料 資料５－４ JOGMEC 説明資料 資料５－５大阪ガス説明資料 参考資料１ GX 実現に向けた基本方針 参考資料２ 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス 基本政策小委員会 第２６回ガス事業制度 検討ワーキンググループ資料
--	---

7.2. 海外メタネーション事業実現タスクフォース

2023年2月時点の海外メタネーション事業実現タスクフォースの委員、オブザーバーは表 7-4 の通りである。

表 7-4 海外メタネーション事業実現タスクフォース 委員一覧

	氏名	所属
委員	秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員
	石井 義朗	株式会社 INPEX 常務執行役員 再生可能エネルギー・新分野事業本部長
	伊東 徹二	株式会社日本政策投資銀行 企業金融第5部長
	遠藤 宏治	住友商事株式会社 理事 エネルギー本部長 エネルギーイノベーション・イニシアチブサブリーダー
	小野田久彦	東邦ガス株式会社 常務執行役員 R&D・デジタル本部長
	橘川 武郎	国際大学 副学長・大学院国際経営学研究科 教授
	木本 憲太郎	東京ガス株式会社 専務執行役員 デジタルイノベーション本部長
	工藤 拓毅	一般財団法人日本エネルギー経済研究所 理事
	久保田 伸彦	株式会社 IHI 常務執行役員 技術開発本部長
	芝山 直	日立造船株式会社 常務取締役 開発本部長
	戸嶋 雄二	三菱商事株式会社 天然ガスグループ 事業投資担当（兼）水素・メタネーション事業開発室長
	中村 利	日本郵船株式会社 執行役員
	濱崎 和也	株式会社商船三井 執行役員
	早川 光毅	一般社団法人日本ガス協会 専務理事
	水口 能宏	日揮ホールディングス株式会社 執行役員 CTO サステナビリティ協創部 部長代行
	宮川 正	大阪ガス株式会社 代表取締役 副社長執行役員
	山内 弘隆	一橋大学 名誉教授
	山崎 雅弘	丸紅株式会社 エネルギー本部副本部長
	和久田 肇	独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 副理事長
オブザーバー	赤井 大介	国土交通省 海事局 海洋・環境政策課 内航海運技術革新推進官
	堀 貞治	国土交通省 港湾局 産業港湾課 広域連携推進官
	渡辺 聡	環境省 地球環境局 国際脱炭素移行推進・環境インフラ担当参事官室 参事官補佐
	水野 功平	経済産業省 産業技術環境局 地球環境対策室 室長補佐
	小林 正幸	資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 政策課 課長補佐
	鈴木 勇人	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石油・天然ガス課 課長補佐
	信末 直人	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石油精製備蓄課 課長補佐
	笹山 雅史	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課 課長補佐

本年度は4回（内、委託期間内は2回）の海外メタネーション事業実現タスクフォースを開催し、事業者の取組紹介、海外メタネーションの論点や推進に関して議論を実施した。事務局を担当した第3回海外メタネーション事業実現タスクフォースの概要は表7-5、第4回海外メタネーション事業実現タスクフォースの概要は表7-6の通りである。

表 7-5 第3回海外メタネーションTF 概要

日時	2022/7/13（水）15-17時
場所	Teams（オンライン開催）
議題	海外メタネーションの論点について
資料	資料1 議事次第 資料2 委員名簿 資料3 資源エネルギー庁説明資料 資料4 日本ガス協会説明資料 参考資料 第3回温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における算定方法検討会資料

表 7-6 第4回海外メタネーションTF 概要

日時	2022/9/20（火）15-17時
場所	Teams（オンライン開催）
議題	海外メタネーション推進について
資料	資料1 議事次第 資料2 委員名簿 資料3 資源エネルギー庁説明資料 資料4 日本ガス協会説明資料 資料4-1 コスト差を踏まえた支援策の導入意義について 資料4-2 国家間のCO2 カウンترلール整備の方向性について 参考資料1 総合資源エネルギー調査会 第4回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議資料 参考資料2 第1回 合成燃料（e-fuel）の導入促進に向けた官民協議会資料

7.3. 国内メタネーション事業実現タスクフォース

2023年2月時点の国内メタネーション事業実現タスクフォースの委員、オブザーバーは表 7-7 の通りである。

表 7-7 国内メタネーション事業実現タスクフォース 委員一覧

	氏名	所属
委員	秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員
	石井 義朗	株式会社 INPEX 常務執行役員 再生可能エネルギー・新分野事業本部長
	石塚 康治	株式会社デンソー 執行幹部 環境ニュートラルシステム開発部長
	伊東 徹二	株式会社日本政策投資銀行 企業金融第5部長
	小野田久彦	東邦ガス株式会社 常務執行役員 R&D・デジタル本部長
	桶川 武郎	国際大学 副学長・大学院国際経営学研究科 教授
	木本 憲太郎	東京ガス株式会社 専務執行役員 デジタルイノベーション本部長
	工藤 拓毅	一般財団法人日本エネルギー経済研究所 理事
	久保田 伸彦	株式会社 IHI 常務執行役員 技術開発本部長
	芝山 直	日立造船株式会社 常務取締役 開発本部長
	島 裕和	UBE 三菱セメント株式会社 上席執行役員
	嶋崎 亨	株式会社アイシン 理事 エナジーソリューションカンパニー Vice President
	早川 光毅	一般社団法人日本ガス協会 専務理事
	藤井 良基	JFE スチール株式会社 専門主監(環境防災・エネルギー)
	宮川 正	大阪ガス株式会社 代表取締役 副社長執行役員
オブザーバー	山内 弘隆	一橋大学 名誉教授
	伊藤 寛倫	国土交通省 港湾局 産業港湾課 企画調整官
	泉 勇氣	環境省 地球環境局 地球温暖化対策課 課長補佐
	北原 由紀子	経済産業省 産業技術環境局 環境経済室 課長補佐
	小林 正幸	資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 政策課 課長補佐
	信末 直人	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石油精製備蓄課 課長補佐
	笹山 雅史	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課 課長補佐
	牛来 博哉	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課 課長補佐

本年度は3回（内、委託期間内は1回）の国内メタネーション事業実現タスクフォースを開催し、事業者の取組紹介、国内メタネーションの論点に関して議論を実施した。事務局を担当した第3回国内メタネーション事業実現タスクフォースの概要は表 7-8 の通りである。

表 7-8 第3回国内メタネーションTF 概要

日時	2022/8/5（金）16-18 時
場所	Teams（オンライン開催）
議題	国内メタネーションの論点について
資料	資料1 議事次第 資料2 委員名簿 資料3 資源エネルギー庁説明資料 資料4 日本ガス協会説明資料 参考資料1 第35回総合資源エネルギー調査会資源・燃料分科会資料 参考資料2 第3回温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における算定 方法検討会資料

二次利用未承諾リスト

報告書の題名 国内外におけるメタネーション事業実現等に向けた在り方に関する調査 報告書

委託事業名 国内外におけるメタネーション事業実現等に向けた在り方に関する調査

受注事業者名 みずほリサーチ&テクノロジーズ株式会社

頁	図表番号	タイトル
3	表2-1	REDⅡとREDⅢの主な数値目標
4	表2-2	REPowerEUによる数値目標の引き上げ提案
5	表2-3	REDⅡおよびREDⅢ案におけるRFNBOとRCFの定義
6	表2-4	RFNBO製造に用いる再エネ電力の基準
8	図2-1	RFNBO・RCFのLC-GHG排出量の算定式
9	表2-5	RFNBO・RCFのLC-GHG排出量算定で差し引ける原料CO2の基準
11	表2-6	Renewable GasとLow-Carbon Gasの定義
12	表2-7	REPowerEUの主な内容
14	図2-2	REPowerEU計画実装時に想定される再生可能水素の利用用途
15	表2-8	Sustainable Carbon Cycles計画の主な内容
16	表2-9	炭素除去の認証制度における品質基準
17	表2-10	炭素除去の認証制度の対象活動
18	表2-11	45Qの控除対象要件
19	表2-12	45Qの控除額
21	表3-1	GHGプロトコルによるプールの分類
22	表3-2	GHGプロトコルが提案する2つの算定アプローチ
23	表3-3	GHGプロトコルが提案する算定項目の一覧
25	図3-1	IMOにおけるGHG削減目標等の検討状況
27	表3-4	持続可能性基準の10項目
31	図4-1	セクター/地域ごとの水素需要の推移（2019-2030）
30	表4-1	Global Hydrogen Review 2022の構成
32	図4-2	水素製造方法の内訳（2020年/2021年）
33	図4-3	低炭素水素供給量（左）と地域別の内訳（右）
33	図4-4	水素の予測輸出力（左）と、輸出する際の水素キャリア（右）
34	表4-2	水素・水素キャリアの取引における国際協力の課題
35	表4-3	水素に対する5つの政策提言
37	図4-5	バイオメタン利用量の予測
36	表4-4	Outlook for biogas and biomethane の構成
40	図4-6	大規模なCO2回収プロジェクトの回収容量と2020～2030年の開発状況別とシナリオの内訳
41	図4-7	CO2回収プロジェクトパイプライン施設の数の推移
39	表4-5	CCUS Tracking Progress 2022の構成
42	図4-8	現在稼働中ならびに2030年の施設のCO2回収用途
42	図4-9	現在稼働中ならびに2030年の施設の地域別割合
43	表4-6	主要国・地域におけるCCUSの政策
46	表4-7	RFNBOの拡大に必要な政策
48	表5-1	各事業/プロジェクトの情報収集源
51	図5-1	各プロジェクトの実施場所
49	表5-2	合成メタンの事業/プロジェクト（実証規模）
50	表5-3	合成メタン以外のカーボンリサイクル燃料関連のプロジェクト（実証規模）
52	表5-4	プロジェクト詳細（BioCat プロジェクト）
53	表5-5	プロジェクト詳細（Echaea プロジェクト）
53	表5-6	プロジェクト詳細（STORE&GO：ドイツFalkenhagenプラント）
54	表5-7	プロジェクト詳細（STORE&GO：イタリアTroiaプラント）
56	表5-8	プロジェクト詳細（CRI：ノルウェーFINNFJORDプラント）
56	表5-9	プロジェクト詳細（CRI：中国河南省安陽プラント）
57	表5-10	プロジェクト詳細（Bell Bay Powerfuels Project）
57	表5-11	プロジェクト詳細（Green Fuels Hamburg プロジェクト）
58	表5-12	プロジェクト詳細（Norsk e-Fuel によるプロジェクト）
61	図6-1	GGCSにおける原料別の年間GO発行量の推移
62	図6-2	GGCSにおける年間GO償却量の推移

(様式 2)

[illegible]