

令和4年度経済産業省委託事業

**令和4年度地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費
（2050年カーボンニュートラルに必要な技術に係る
横断分析調査）
調査報告書（公表用）**

令和5年3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. 炭素除去技術の開発支援推進機関の調査	2
2.1. NETs に関する各国の開発推進機関・プログラムの概要	3
2.2. アメリカの開発推進機関・プログラム	4
2.3. イギリスの開発推進機関・プログラム	13
2.4. EU の開発推進機関・プログラム	20
2.5. 日本の同様の施策への示唆	26
2.6. プロジェクト一覧	31
3. CO ₂ サプライチェーンに関する技術動向調査	37
3.1. 世界で実装されている技術事例	37
3.2. CO ₂ サプライチェーン要素技術毎の動向	57
3.3. CO ₂ サプライチェーンコストとコストダウンの方向性	68
4. CO ₂ サプライチェーンに関する市場動向調査	110
4.1. ヒアリング調査の概要	110
4.2. ヒアリング調査結果の概要	111
5. CO ₂ サプライチェーンに関する関連政策調査	112
5.1. EU	112
5.2. イギリス	122
5.3. アメリカ	133
6. ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会事務局運営	140

1. 事業目的

令和2年10月26日の国会での菅総理の所信表明演説にて、成長戦略の柱に経済と環境の好循環を掲げてグリーン社会の実現に最大限注力すること、2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにすること（2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現）を目指すことを宣言した。岸田総理もこの路線を踏襲し、令和3年11月2日のCOP26でのスピーチにおいて、温室効果ガス50%削減への挑戦を全世界に約束している。

カーボンニュートラルの実現には、革新的なイノベーションに基づく技術開発が必要不可欠であり、現在、2050年までのカーボンニュートラルを表明する国は、140ヶ国を超え、脱炭素技術の大競争を行う時代となっている。

そのような状況の中、我が国も他国の技術開発動向を踏まえて、技術開発を行うことが重要であると考えられる。我が国が、各種研究開発事業（グリーンイノベーション基金事業、エネルギー・環境分野の中長期的課題解決に資する新技術先導研究プログラム等）を効果的に実行していくため、諸外国で行われる技術開発支援の動向等について横断的な分析を行い、分析結果を政策に活かすことを目的として調査を実施した。

2. 炭素除去技術の開発支援推進機関の調査

アメリカ合衆国、イギリス、欧州連合（EU）について、炭素除去技術の開発支援推進機関、各機関のプログラムやプロジェクトについて、調査・分析を実施した。

炭素除去技術としては、大気中の CO₂ を回収・吸収し、貯留・固定化することで大気中の CO₂ を除去する技術である、ネガティブエミッション技術（以下、「NETs」という。）を対象とした。対象とする技術は下記のとおりである（表 2-1）。

表 2-1 NETs に関する技術

対象技術	説明
植林・再生林	植林は新規エリアの森林化、再生林は自然や人の活動によって減少した森林の再生・回復
土壌炭素貯留	バイオマス中の炭素を土壌に貯留・管理する技術（バイオ炭を除く）
バイオ炭	バイオマスを炭化し炭素を固定する技術
BECCS	バイオマスエネルギー利用時の燃焼により発生した CO ₂ を回収・貯留する技術
DACCS	大気中の CO ₂ を直接回収し貯留する技術
風化促進	玄武岩などの岩石を粉砕・散布し、風化を人工的に促進する技術。風化の過程(炭酸塩化)で CO ₂ を吸収
海洋肥沃・生育促進	海洋への養分散布や優良生物品種等を利用することにより生物学的生産を促して CO ₂ 吸収・固定化を人工的に加速する技術。大気中からの CO ₂ の吸収量の増加を見込む。
植物残渣海洋隔離	海洋中で植物残渣に含まれる炭素を半永久的に隔離する方法（自然分解による CO ₂ 発生を防ぐ）ブルーカーボンのみならず外部からの投入を含む
海洋アルカリ化	海水にアルカリ性の物質を添加し、海洋の自然な炭素吸収を促進する炭素除去の方法

（出典）経済産業省 グリーンイノベーション戦略推進会議 資料

2.1. NETsに関する各国の開発推進機関・プログラムの概要

アメリカ合衆国、イギリス、欧州連合（EU）について、下記の開発推進機関を対象に調査を実施した（表 2-2）。民間投資が得られにくい革新的な技術を含む NETs 全般を調査対象とした。

表 2-2 NETs に関する各国の開発推進機関

対象国	開発推進機関
アメリカ合衆国	● アメリカ合衆国エネルギー省（DOE） ➤ エネルギー高等研究計画局（ARPA-E） ➤ 気候高等研究計画局（ARPA-C） ➤ 化石エネルギー及び炭素管理局（FECM）
イギリス	● ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS） ● イギリスリサーチ・イノベーション（UKRI）
EU	● 欧州委員会（EC） ➤ Horizon 2020 / Horizon Europe ➤ イノベーション基金

2.2. アメリカの開発推進機関・プログラム

2.2.1. アメリカの開発推進機関

アメリカでは、アメリカ合衆国エネルギー省（United States Department of Energy、以下「DOE」という。）が開発支援の推進機関として、プログラムを提供している。DOE は、1977 年にエネルギー保障と核安全保障を所管するアメリカの行政機関として設立された。「気候変動危機への対応」、「クリーンエネルギーの雇用の創出」、「エネルギー正義の推進（クリーンエネルギー革命によって、低所得者に恩恵を与える）」を優先課題としつつ、科学イノベーションやエネルギー経済、安全性について取り組んでいる。

DOE の下部組織として、エネルギー高等研究計画局（ARPA-E）や化石エネルギー及び炭素管理局（FECM）があり、これらの組織がエネルギー技術や気候変動の技術開発のための資金提供を実施している。DOE に割り当てられる全体の予算のうち、2%～3%がエネルギー技術や気候変動の技術開発のための資金提供に使用されている。

例えば、2023 年予算要求では、化石エネルギーと炭素の管理の研究、開発、実証、展開（FECM）に 8 億 9,000 万ドルを要求した。また、技術の優先分野として、点源炭素回収、水素、メタン排出削減、重要な鉱物生産、および大気中の CO₂ 除去を設定している。

なお、気候変動分野への対応として、新たに気候高等研究計画局（ARPA-C）の立ち上げが検討されている。まだ立ち上げには至っていないものの、総合的な気候変動対策につながる学際的研究に対し支援がなされる見込みであり、今後着目すべき組織として概要を取りまとめた。

(1) DOE：エネルギー高等研究計画局（ARPA-E）¹

エネルギー高等研究計画局（ARPA-E）とは、Advanced Research Projects Agency Energy の略であり、2007 年アメリカ競争法のもとで設立され、2009 年から活動を開始した、DOE の下部組織である。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を目的とし、開発支援を実施している。支援対象やプログラム等は下記のとおりである（表 2-3）。

表 2-3 エネルギー高等研究計画局（ARPA-E）の概要

機関名	エネルギー高等研究計画局（ARPA-E：Advanced Research Projects Agency Energy）
支援対象	民間による投資には時期尚早である「画期的なエネルギー技術研究」が対象
予算規模	2022 年度は 5 億ドル、2023 年度は 7 億ドルの予算案を発表
プログラム等	プログラムは大きく「発電・送配電」、「省エネ・省資源」、「運輸」の 3 つに分類。現在 73 のプログラムを登録しており、そのうち 44 のプログラムが進行中。各プログラムに複数のプロジェクトが紐づいている場合もある。

¹ <https://www.energy.gov/advanced-research-projects-agency-energy-arpa-e>（参照：2023 年 3 月）

(2) DOE : 気候高等研究計画局 (ARPA-C) ²

気候高等研究計画局 (ARPA-C) とは、Advanced Research Projects Agency-Climate の略であり、バイデン政権の主要な気候変動対策の一つとして、研究開発投資を加速するため、気候イノベーションワーキンググループを設立し、現在気候高等研究計画局の立ち上げを目指している。2022 年度では具体的なプログラムは発表されていないが、バイデン政権は ARPA-E と併せて 10 億ドルの予算案を発表した。支援対象やプログラム等は下記のとおりである (表 2-4)。

表 2-4 気候高等研究計画局 (ARPA-C) の概要

機関名	気候高等研究計画局 (ARPA-C : Advanced Research Projects Agency-Climate)
支援対象	総合的な気候変動対策につながる学際的研究
予算規模	バイデン政権は ARPA-E と併せて 10 億ドルの予算案を発表 ※2023 年度 DOE の予算要求の中には、ARPA-C に関する予算は組み込まれていない (別組織の可能性はあり)
プログラム等	具体的なプログラムはないが、二酸化炭素を回収・除去・貯留する技術分野に対する支援が見込まれる。

² <https://joebiden.com/climate-plan/#> (参照 : 2023 年 3 月)

(3) DOE：化石エネルギー・炭素管理局（FECM）³

化石エネルギー・炭素管理局（FECM）とは、FECM:Office of Fossil Energy and Carbon Management の略である。DOE の下部組織として、2021 年に「化石エネルギー局（Office of Fossil Energy）」から改称した。気候目標を達成し、低炭素発電や低炭素サプライチェーンなどの化石燃料使用による環境への影響を最小限に抑えるための技術の進歩に関する連邦政府の研究、開発、実証の取り組みを担当している。支援対象やプログラム等は下記のとおりである（表 2-5）。

表 2-5 化石エネルギー・炭素管理局（FECM）の概要

機関名	気候高等研究計画局（ARPA-C：Advanced Research Projects Agency-Climate）
支援対象	炭素回収貯留（CCS）技術、メタン排出量の削減、重要な鉱物生産、二酸化炭素の除去 / CO ₂ 直接回収（DAC：Direct Air Capture）技術も含む
予算規模	2022 年の予算規模は 7.5 億ドル、2023 年度の予算要求額は 8.9 億ドル
プログラム等	炭素の回収と貯留、炭素管理による水素、メタン排出量の削減、重要な鉱物生産、二酸化炭素の除去などの革新的なエネルギー技術の展開に資金を提供。 FECM の下に、National Energy Technology Laboratory（NETL）があり、資金の提供等を管理。 ・ポイントソースキャプチャ（PSC）研究開発（R&D）プログラム ・炭素輸送および貯留プログラム ・二酸化炭素除去（CDR）プログラム ・炭素変換（CC）プログラム などがある

³ <https://www.energy.gov/fecm/office-fossil-energy-and-carbon-management>（参照：2023 年 3 月）

2.2.2. プログラム

(1) FLExible Carbon Capture and Storage (FLECCS) 【ARPA-E】

FLExible Carbon Capture and Storage (FLECCS)は、ARPA-E のプログラムの一つであり、変動の大きい再生可能エネルギー (VRE) において、発電事業者がグリッド条件に回答できるようにする炭素回収貯留 (CCS) 技術を開発することを目的とした、2020 年 7 月から開始されたプログラムとなっている。ARPA-E による助成は、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となっており、本プログラムは設計段階や小規模な実験段階の技術に対しての支援である。12 のプロジェクトがあり、CCS 技術が多いが、その中で DAC のプロジェクトが 2 件ある。

プログラムは 2 つのフェーズからなる。フェーズ①は、高 VRE 送電網で柔軟性を実現する革新的な CCS プロセスの設計と最適化 (15 か月)、フェーズ②はこれらの CCS システムに関連する技術的リスクとコストの削減のために、構成品、ユニット操作、および小規模なプロトタイプ of システム構築 (3 年間)、となっている。

総予算は約 3,600 万ドルであり、そのうちフェーズ①に 700 万ドルの予算が見込まれている。

(2) Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム 【FECM (NETL)】

FECM の下部組織である、National Energy Technology Laboratory (NETL) が提供する Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラムである。2050 年までに年間ギガトン規模で大気中の CO₂ 除去を促進するため、特に DAC に焦点をあてた研究開発に支援をしたプログラムとなっている。

大気や海洋からの CO₂ の直接回収、炭素除去を伴うバイオマス、鉱化作用などの技術を対象に、商業化の可能性を秘めた CDR 技術に投資しており、DAC の技術として、膜 (メンブレン)、溶剤、吸着剤、電気化学ベースなどに分類している。

2021 年から開始され、当初 6 つの研究開発プロジェクトに対し、1,200 万ドル規模の投資を発表したが、その後 600 万ドルの追加助成や、FEED 研究に対して 1,400 万ドル、海洋を再生し燃料や化学物質など価値ある製品へ変換する CDR アプローチに 3,000 万ドル投資など、追加的な投資を発表し、2022 年度現在では総予算が約 6,300 万ドルとなっている。

現在 30 のプロジェクトが採用されており、そのうち吸着剤ベースの技術が 23 と半数以上を占めている。

2.2.3. プロジェクト

アメリカの開発推進機関によるプログラムの中で、NETs を対象としたプロジェクトを以下にまとめた。FLEXible Carbon Capture and Storage (FLECCS) プログラムについては、DAC について扱っているプロジェクト 2 件について、Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラムについては、コスト規模が大きい 2 件について取りまとめた。

① 石灰ベースの直接空気回収と統合された発電所 CO₂ 回収【FLECCS プログラム】⁴

マサチューセッツ工科大学が中心となって実施する大気的直接回収に関するプロジェクトである。煙道ガスの CO₂ 回収と石灰ベースの直接空気回収 (DAC) プロセスを組み合わせ、ネガティブエミッションの発電所のコンセプトの費用対効果の高い設計と運用を調査する。発電所の煙道ガスを、反応器 (煅焼炉) によって、炭酸カルシウムを石灰と CO₂ に分解し、高純度の CO₂ を回収する。一方、石灰は新しい DAC プロセスを経て、大気中から追加の CO₂ を固体の CaCO₃ の形で捕捉し隔離、煅焼炉へのフィードとして再利用することも可能である。DAC プロセスは、発電所が稼働していないときでも機能することは可能であり、計算によると、システムがベースロード動作条件下で 0.16 tCO₂/MWh もの CO₂ 削減 (回収量) が可能としている。

表 2-6 プロジェクト概要 (マサチューセッツ工科大学)

実施主体	マサチューセッツ工科大学
共同実施者	8 Rivers Capital, LLC
実施期間	2021.2-2022.5
技術	直接空気回収 (DAC)
規模	81 万ドル

② 天然ガス/直接空気回収ハイブリッドプラント【FLECCS プログラム】⁵

ピッツバーグ大学が中心となり、天然ガス複合サイクル (NGCC) 発電所と膜および吸収剤炭素回収システムを組み合わせたハイブリッドプラントモデルを開発するプロジェクトである。ピーク時には、NGCC 発電所が電力を生成し、2 つの連続する炭素回収システムが、天然ガスの燃焼によって生成される CO₂ の約 99% を回収する。一方、オフピーク時には、NGCC 発電所は 2 つの炭素回収システムに電力を供給して、大気中の CO₂ を回

⁴ <https://arpa-e.energy.gov/technologies/projects/power-plant-co2-capture-integrated-lime-based-direct-air-capture> (参照: 2023 年 3 月)

⁵ <https://arpa-e.energy.gov/technologies/projects/natural-gasdirect-air-capture-hybrid-plant> (参照: 2023 年 3 月)

収し、プラントで生成されたすべての CO₂ を回収する。ピッツバーグ大学のチームは、ハイブリッドモデルを最適化してコストを最小限に抑え、移行中に炭素回収システムがどのように機能するかを研究した。ハイブリッドのネガティブエミッション技術は、プラントが生成するよりも多くの CO₂ を捕捉し、電力網の変化に柔軟に対応できるものと期待されている。

表 2-7 プロジェクト概要（ピッツバーグ大学）

実施主体	ピッツバーグ大学
共同実施者	AristoSys, LLC University of Toledo West Virginia University Research Corporation
実施期間	2020.11-2022.9
技術	直接空気回収（DAC）
規模	約 79 万ドル

③ King City Asbestos Corporation (KCAC) 鉍山炭素鉍化フィールドテスト【CDR プログラム】⁶

ローレンスリバモア国立研究所 (LLNL) が、カリフォルニア州天然資源庁、土地管理局、およびブリティッシュコロンビア大学と協力して、カリフォルニア州の旧 King City Asbestos Corporation (KCAC) のアスベスト鉍山にテストサイトを開発するプロジェクトである。

プロジェクトでは、蛇紋岩とアスベスト鉍山尾鉍を使用した CO₂ のオンサイト鉍化のための複数アプローチを評価する。加えて、人間の健康と安全、および環境を保護するための安全プロトコルと、CO₂ 吸収を確実にかつ費用対効果の高い方法で測定するための監視プロトコルを開発する。

プロジェクトは大きく 2 つのフェーズからなる。まず、フェーズ 1 として、鉍物サンプルを通じてサイトのベースラインの鉍物学と地球化学を特徴付け、KCAC テストサイトでの CO₂ フラックスのベースラインモニタリングを実施する。その後フェーズ 2 として、それらの結果に基づき、加速炭素鉍化実験を設計し、1 年間のテストを実行した後、サイトの復元と結果の公開を行う。本プロジェクトの全体的な目的は、DOE とプロジェクト開発者が炭素除去経路について情報に基づいた選択を行えるようにするために、アスベストを含む蛇紋岩/鉍滓の CO₂ 鉍化への最も成功したアプローチを決定することとしている。

表 2-8 プロジェクト概要 (ローレンスリバモア国立研究所)

実施主体	ローレンスリバモア国立研究所 (LLNL)
共同実施者	カリフォルニア州天然資源庁、土地管理局 ブリティッシュコロンビア大学
実施期間	2021.9-2024.9
技術	直接空気回収 (DAC)
規模	500 万ドル / 内 DOE:500 万ドル

⁶ <https://netl.doe.gov/project-information?p=FWP-FEW0278>

④ 新規構造吸着剤を使用した直接空気捕捉【CDR プログラム】⁷

エレクトリックコアによって行われる、直接空気回収（DAC）技術の発展を目的としたプロジェクトである。

エレクトリックコアは、高度な技術開発を目的に米国国防総省、国防高等研究計画局（DARPA）の要請により 1993 年に設立されたアメリカの非営利団体であり、民間および公共部門の組織、連邦政府機関、企業、中小企業、大学、および研究機関で構成されるコンソーシアムとされている。

本プログラムでは、真空温度スイング二酸化炭素（CO₂）吸着プロセスと構造化吸着床を組み合わせた直接空気回収（DAC）技術を発展させることを目指している。プロセスにおいては、Climeworks 社の DAC 技術と統合された Svante 社の新しい固体吸着材ラミネートフィルター技術を採用する。最終的には、CO₂ を 30kg/day 濃縮生成できるフィールドテストユニットを構築し運用することであり、またその純度 95%以上を達成することを目指している。なお、材料、プロセス、及びシステムは TRL4 に従って開発・テストがなされており、本プロジェクトによって技術レベルを TRL5 に進めるとしている。

表 2-9 プロジェクト概要（エレクトリックコア）

実施主体	エレクトリックコア (Electricore, Inc.)
共同実施者	Climeworks Svante など
実施期間	2020.10-2023.9
技術	直接空気回収（DAC）
規模	約 483 万ドル / 内 DOE:約 310 万ドル

⁷ <https://netl.doe.gov/project-information?p=FE0031959>

2.3. イギリスの開発推進機関・プログラム

2.3.1. イギリスの開発推進機関

イギリスでは、行政機関である「ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)」ならびに、政府外公共機関である「英国研究・イノベーション機構 (UKRI)」が主に資金提供を実施している。

(1) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)

ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS : Department for Business, Energy and Industrial Strategy) は、2016 年ビジネス・イノベーション・技能省とエネルギー・気候変動省が統合される形で創設された、イギリスの行政機関の一つである。企業の長期的な成長を支援し、より安価できれいな国産エネルギーを生み出し、イノベーションを通じて科学の超大国としての英国を築き、経済全体の変革をリードすることを目的としている。支援対象やプログラム等は下記のとおりである (表 2-10)。

表 2-10 ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) の概要

機関名	ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS : Department for Business, Energy and Industrial Strategy)
支援対象	気候変動やクリーンエネルギーを含む、科学、研究、イノベーション
予算規模 ⁸	研究開発 (R&D) の予算 : 約 400 億ポンド (2022-2023, 2024-2025 の会計年度、UKRI への配分も含む)
プログラム等	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 年度)

⁸ <https://www.gov.uk/government/publications/beis-research-and-development-rd-partner-organisation-allocation-2022-to-2025/beis-research-and-development-rd-partner-organisation-allocation-20222023-to-20242025> (参照 : 2023 年 3 月)

(2) 英国研究・イノベーション機構 (UKRI)

英国研究・イノベーション機構 (UKRI : UK Research and Innovation) は、BEIS が後援する政府外公共機関として、2018 年 4 月に発足した機構である。イギリスの高等教育機関での研究と知識交換を支援する責任を負う 9 つの研究評議会を有し、それぞれを通じて様々な学問分野に対し、助成金などの幅広いサポートを実施している。主に、①研究者、②ビジネス関連企業、③大学、慈善団体、NGO 等を幅広く対象にしており、学問分野も、医学および生物科学から天文学、物理学、化学および工学、社会科学、経済学、環境科学、芸術および人類に至るまで様々である。その中には、気候変動・脱炭素に係る技術も対象とされており、「炭素の回収と貯留 (CCS)」を対象とした資金援助も実施されている。支援対象やプログラム等は下記のとおりである (表 2-11)。

表 2-11 英国研究・イノベーション機構 (UKRI) の概要

機関名	英国研究・イノベーション機構 (UKRI : UK Research and Innovation)
支援対象	すべての学問分野および産業分野にわたって資金提供とサポートを提供
予算規模 ⁹	251 億ポンド (2022~2024 年度)
プログラム等	9 つの資金評議会から、様々な分野におけるプログラムを提供。「炭素の回収と貯留」を対象とした資金援助も実施。

⁹ <https://www.gov.uk/government/publications/beis-research-and-development-rd-partner-organisation-allocation-2022-to-2025/beis-research-and-development-uk-research-and-innovation-allocation-2022-2023-to-2024-2025> (参照 : 2023 年 3 月)

2.3.2. プログラム

(1) Direct Air Capture and greenhouse gas removal (GGR) competition 【BEIS】¹⁰

ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）による DAC や GHG 除去技術への支援であり、コンペティション形式で支援対象が選定される。2020 年 6 月、イギリスの首相により、イギリスでの直接空気回収（DAC）技術の開発を支援するために、最大 1 億ポンドの新しい研究開発資金が発表され、本プログラムが立ち上がった。

プログラムは 2 つのフェーズからなり、フェーズ①と②合わせて、最大 1 億ポンドの予算となっている。各フェーズの詳細については、表 2-12 のとおりである。

表 2-12 GGR competition のフェーズ比較

段階	フェーズ①	フェーズ②
名称	Design phase	Pilot phase
対象段階	アプローチの試行のための設計 実現可能性の検討	GGR 供給ソリューションの実装 デモンストレーションの実施
期間	2021 年 1 月～2022 年 1 月	2022 年 4 月～2025 年 3 月
最大援助額	25 万ポンド	300 万ポンド（ロット 1：TRL4 以上） 500 万ポンド（ロット 2：TRL6 以上）
採用数	23 プロジェクト	15 プロジェクト

フェーズ①（Design phase）では、DAC 及び GGR テクノロジープロジェクトを成功させるための設計と実現可能性についての調査に対し、2022 年 1 月までの期限でそれぞれに最大 25 万ポンド支援される。一方、フェーズ②（Pilot phase）では、フェーズ①で成功した申請者のみが追加資金提供を検討可能であり、フェーズ①から有望な設計を進め、主要コンポーネントを試験的に導入するか、新しい直接空気回収およびその他の温室効果ガス除去技術の設計をさらに開発する段階に対して、2025 年 3 月までの期限で援助がなされる。

申請者はプログラムに応募する段階で、最終的な技術成熟度レベル（以下、「TRL」という。）や CO₂ 回収能力に応じて、ロット 1 かロット 2 かを選択する。ロット 1 のプロジェクトは、TRL4 への到達、ロット 2 のプロジェクトは TRL6 の到達が求められる。フェーズ①ではいずれのロットを選択した申請者にたいして 25 万ポンドであるが、フェーズ②ではロット 1 の選択者には最大 300 万ポンド、ロット 2 の選択者には最大 500 万ポンドの支援がなされる。

2022 年 1 月にプログラムのフェーズ 1 が完了するとともに、フェーズ②への申請が締め切られ、同年 3 月にフェーズ②を対象としたプロジェクトが発表された。フェーズ①では、

¹⁰ <https://www.gov.uk/government/publications/direct-air-capture-and-other-greenhouse-gas-removal-technologies-competition>（参照：2023 年 3 月）

DAC 技術、風化促進、バイオ炭、BECCS など様々な技術分野から合計 23 のプロジェクトが採用され、フェーズ②では 15 プロジェクトが採用された。

フェーズ①からフェーズ②への採用に当たっては、明確な基準が設定され Competition Guidance Notes として公表されている（表 2-13）¹¹。これらの基準に基づいて評価される際には、各項目について「0 点：根拠なし、1 点：不十分、2 点：部分的に満足、3 点：満足、4 点：良い、5 点：とても良い」の 5 点満点の評価をもとに点数がつけられ、順位付けがなされる。各基準について、少なくとも 2 点以上、合計で 60%以上の点数が必要など、最低基準も設けられている。

表 2-13 フェーズ②への選定基準

番号	項目	概要	比重
1	技術の実現可能性、適用可能性	2025 年 3 月までの実現可能性や、最低キャパシティの達成見込みなどを評価	15%
2	社会的価値	「UK に対する貢献」、「産業等への知見の普及計画」の 2 面から評価	10%
3	性能、コスト削減、技術開発	技術的な中身について評価 「資源と環境への影響」「コスト削減」「工学的設計」「商品化計画」の 4 面から評価	30%
4	チーム・体制	体制やメンバーの能力等を評価	10%
5	計画	パイロットの実施にあたりその計画や、サイトの選定理由などを評価 「パイロットプロジェクト計画」「パイロットサイト」「リスクマネジメント」の 3 面から評価	20%
6	ファイナンス	「プロジェクトのコスト」「イギリス政府にもたらす金銭的価値」の 2 面から評価	15%

（出典）“Direct Air Capture and Greenhouse Gas Removal Programme – Phase 2 Competition Guidance Notes”よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

¹¹

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1038880/dac-ggr-competition-phase-2-guidance.pdf（参照：2023 年 3 月）

2.3.3. プロジェクト

イギリスの開発推進機関によるプログラム、GGR プログラムの中で、NETs を対象としたプロジェクトを以下にまとめた。プロジェクトについては、フェーズ 1 に加えフェーズ 2 においても採用されているプロジェクトを対象に、「海洋ベース NETs」、「BECCS」、「バイオ炭」のプロジェクトを 1 件ずつとりまとめた。

① SeaCURE 海洋媒介人為起源炭素除去 (Sea Carbon Unlocking and Removal) 【GGR プログラム】¹²

エクセター大学他が、海洋ベースの NETs 技術である SeaCURE の開発・実証を推進するプロジェクトである。SeaCURE とは、Sea Carbon Unlocking and Removal の頭文字をとったものであり、本プロジェクトでは、海水中の CO₂ を直接除去する技術開発を目指している。大気と比べ、CO₂ 濃度が 150 倍と言われている海水について、処理を実施し一時的に酸性度を高め、CO₂ の「泡立ち」を促進、出てきた CO₂ を回収・濃縮して、保存することで、回収する仕組みとなる。CO₂ を回収した海水はふたたび海に放出される。CO₂ が枯渇した状態とも言える戻された海水は、さらに大気中の CO₂ を吸収する。

SeaCURE プロジェクトのフェーズ 1 では、既存の技術を組み合わせ、最適化し、強化することで、メガトン規模で二酸化炭素を除去するためのパイロットプラントと経路を設計することを目的とし、海洋ベースのネガティブエミッション技術のための高品質の設計を成功したとともに、パイロットプラントの提供に関する詳細な費用計画を作成、商業的に実行可能なソリューションを提供し、今後の作業計画を作成するに至った。

表 2-14 プロジェクト概要 (エクセター大学 他)

実施主体	エクセター大学 プリマス海洋研究所 ブルネル大学ロンドン TP グループ
共同実施者	—
実施期間	2021-2025.3
技術	海洋ベース NETs
規模	フェーズ 1 : 25 万ポンド フェーズ 2 : 300 万ポンド

¹²

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1075314/university-exeter-seacure-phase-1-report.pdf

② バイオ水素による温室効果ガス除去のデモンストレーション【GGR プログラム】¹³

Advanced Biofuel Solutions Ltd (ABSL) が中心となり、University College London (UCL)、および Progressive Energy Ltd (PEL)とともに実施する、バイオ水素 GGR 実証プロジェクトである。本プロジェクトでは、主に廃棄物およびバイオマス原料から製造される水素（バイオ水素）を生成しながら、大気から二酸化炭素を回収することを目的としており、プロジェクトによって、大気から二酸化炭素を除去および隔離しながら、低炭素燃料を生成することが可能になる。

光合成によって大気から二酸化炭素を取り込んだバイオマスについて、低酸素環境で加熱することと、一酸化炭素、二酸化炭素、水素からなる合成ガスに変換される。合成ガスは蒸気と反応して、さらに一酸化炭素を二酸化炭素と水素に変換、二酸化炭素は、化学的または物理的な回収プロセスによって除去され、長期的に地中に貯留されることによって、CO₂ が除去される。なお、水素は精製され、加熱や輸送に使用することが可能となる。

フェーズ1では、年間 1,800 トンの二酸化炭素を回収する実証プラントの詳細な設計とプロジェクト実施計画を策定し、収着強化水性ガスシフトバイオ水素生産の利点を調査し、炭素回収技術の詳細な LCA を実施した。

表 2-15 プロジェクト概要 (ABSL 他)

実施主体	Advanced Biofuel Solutions Ltd (ABSL)
共同実施者	Progressive Energy Ltd University College London (UCL)
実施期間	2021-2025.3
技術	BECCS
規模	フェーズ1：25 万ポンド フェーズ2：475 万ポンド

¹³

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1075292/advanced-biofuel-solutions-d6-3-hydrogen-ggr-demo-project-rept.pdf

③ 水熱炭化および後炭化によるバイオ廃棄物からバイオ炭へ (Bio-waste to Biochar:B to B) 【GGR プログラム】¹⁴

ノッティンガム大学が中心となり、CPL Industries と Severn Trent Green Power とともに実施するバイオ炭に関するプロジェクトである。

水熱炭化 (HTC) は 200℃で動作するため、潜在的に分解可能な炭素の比率が低い安定したバイオ炭を生成するには、得られたバイオ炭のさらなる炭化が必要であり、水熱炭化 (HTC) と高温焙焼 (HTT) を統合したアプローチの実現を試みるプロジェクトである。

フェーズ 1 の目的は、「B to B」アプローチの実現可能性を確立し、大規模なバイオ炭生産のプロセス設計と操作を最適化することである。そのために、処理済みプラスチック含有量が高い繊維を含む材料における水熱炭化 (HTC) の動作確認や、プラントの改善ならびに簡素化、高温焙焼 (HTT) との統合による年間 600t 以上のバイオ炭の生産などを実施している。

表 2-16 プロジェクト概要 (ノッティンガム大学)

実施主体	ノッティンガム大学
共同実施者	CPL Industries Severn Trent Green Power など
実施期間	2021-2025.3
技術	バイオ炭
規模	フェーズ 1 : 25 万ポンド フェーズ 2 : 500 万ポンド

本プログラムでは、環境やコスト分析も実施している。食品廃棄物消化物の供給 (焼却の回避を含む)、水熱炭化 (HTC) プロセス、輸送段階、および農業分野への適用までの活動といったライフサイクル全体で、温室効果ガス排出量ならびにコストを定量的に評価しており、最初の分析では、炭素貯留コストとして 2030 年商用規模では回避される t-CO₂ あたり£100 以下 (£95) であることが示された。また、フェーズ 2 (10kt/年の生産) から 2030 年の商業施設利用までに今後炭素貯留の可能性は、45%増加すると予測し、輸送段階や土壌の影響は不確実なものの、排出削減の大部分がバイオ炭の炭素の物理的貯留によるものであることを強調した。

2.4. EUの開発推進機関・プログラム

2.4.1. ヨーロッパの開発推進機関

ヨーロッパでは、欧州委員会（EC）が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 EU の枠組の資金調達プログラムを提供している。

2.4.2. プログラム

(1) Horizon プログラム【欧州委員会】¹⁵

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）の枠組であり、資金調達プログラムである。1984 年から数年の枠で、フレームワークプログラム（FP）という助成資金の枠組計画が実施されており、直近では「Horizon 2020」ならびに「Horizon Europe」の名称でプログラムが提供されている。「Horizon 2020」は第 8 期（2014 年～2020 年）に該当し、その後継としてとして第 9 期（2021 年～2027 年）該当する「Horizon Europe」が存在している。

第 9 期では、現代の重要な課題に対する優れたソリューションを提供し、EU の政策優先事項を支援するとともに、欧州の次世代のためによりよい未来を築くことを目的に、「卓越した科学」、「グローバルチャレンジ・欧州の産業競争力」、「イノベティブ・ヨーロッパ（イノベーションを生み、欧州に市場を創出するための支援策）」の 3 本の柱から構成されるプログラムを提供している。

支援対象は、気候変動を含む、国連の持続可能な開発目標の達成を支援し、EU の競争力と成長を後押しする技術開発であり、プログラムの予算規模は、Horizon 2020 : 800 億€（2014～2020）、Horizon Europe : 955 億€（2021～2027）となっている。

¹⁵ https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en（参照：2023 年 3 月）

(2) 低炭素技術向けのイノベーション基金【欧州委員会】¹⁶

欧州委員会が提供する、低炭素エネルギー技術への支援プログラム「NER300」の後継事業となる、革新的な低炭素技術の実証のための資金調達プログラムである。EU の排出権取引制度（ETS）の第 4 フェーズ（2021～2030 年）の下で導入されたもので、EU ETS からの収入を財源としており、基金の実施機関は欧州気候・インフラ・環境執行機関（CINEA）となる。

支援対象は、革新的な低炭素技術、CCS、CCUS、革新的な再生可能エネルギー発電、エネルギー貯蔵などに対して実施される。EU ETS は 2022 年度現在、約 380 億€（2020～2030 年）の収益が見込まれている。2021 年より第一回公募がなされ、設備投資額が 750 万€を超える大規模プロジェクト向けは総予算 10 億€（2021 年～2030 年）、750 万€未満の小規模プロジェクト向けは総予算 1 億€（2021 年～2030 年）となっている。

¹⁶ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund_en（参照：2023 年 3 月）

2.4.3. プロジェクト

ヨーロッパの開発推進機関によるプログラムの中で、NETs を対象とし詳細なプロジェクト情報が公開されている 3 件について、以下にまとめた。

① 大気中の炭素回収【(Horizon 2020[※])】¹⁷

※正確には、Horizon 2020 (FP8) の前のフレームワークである FP7 に基づくプロジェクト

イギリスのエディンバラ大学が、DAC の実現可能性について検証する初期段階の研究プロジェクトである。直接空気回収にあたり、コストとエネルギー消費の観点から吸着材に着目し、エネルギー消費を削減するために再生可能エネルギー源と統合された空気回収のプロトタイプの開発を目指しており、新しい吸着装置が 400ppm で空気から CO₂ を捕捉し、CO₂ を濃縮、低温の熱エネルギーで加圧する能力を実証することが最終的な目的である。具体的には、①プロセスの実現可能性の理論的証明、②使用に最適なナノ多孔性材料の特徴に関する洞察と有望と思われるもののスクリーニング、③理論的考察を証明するための実験装置の設計、の 3 つの目的を設定している。

プロジェクトでは、95℃の熱を利用した一連の吸着ステージに基づく温度スイング吸着空気回収システムを実現した。プロセスとナノポーラス材料の迅速な特性評価を可能にするラボスケールのプロトタイプが設計・実現され、実験室規模のプロトタイプにより、提案されたプロセスの利点と限界を特定し、将来のスケールアップの基礎を築いた。

なお、最終的な成果は論文として発表されている。

表 2-17 プロジェクト概要 (エディンバラ大学)

実施主体	エディンバラ大学 (イギリス)
共同実施者	—
実施期間	2014.5-2018.4
技術	直接空気回収 (DAC)
規模	10 万ユーロ/EU：全額負担

¹⁷ <https://cordis.europa.eu/project/id/630863> (参照：2023 年 3 月)

② 炭素の捕捉と貯留を伴う統合バイオエネルギーのための吸着剤強化蒸気バイオマス改質【Horizon 2020】¹⁸

従来の BECCS 技術では、バイオエネルギー変換と炭素回収プロセスが分離されているため、システムの複雑さとエネルギーの損失が増加するという課題があった。それを解消するため、バイオエネルギー変換が炭素回収と統合されている吸収剤強化水蒸気バイオマス改質 (SE-SBR) という、新しい BECCS 技術を提案し実現を試みるプロジェクトである。

この技術を実現するために、二機能吸着触媒材料 (BSCM) が設計およびテスト運用され、材料内のナノスケールでの基本的なコンポーネントの相互作用が調査される。最終的には、提案された BSCM を含む SE-SBR が従来のバイオマス変換方法に取って代わり、化石燃料エネルギー危機を緩和し、低炭素社会に貢献することが期待される。

表 2-18 プロジェクト概要 (チューリッヒ工科大学)

実施主体	チューリッヒ工科大学 (スイス)
共同実施者	—
実施期間	2018.10-2020.9
技術	バイオエネルギーCCS (BECCS)
規模	約 18.7 万ユーロ/EU : 全額負担

③ 海洋ベースの負の排出技術 (OceanNETs) -気候を安定させるための海洋ベースの負の排出技術の実現可能性、リスク、およびコベネフィット分析【Horizon 2020】¹⁹

OceanNETs プロジェクトは、海洋ベースの NET の実現可能性、正ならびに負の影響を調査し、温暖化に対する中長期的な行動において実質的かつ持続可能な役割を果たすことができるかどうかを実証するためのプロジェクトである。

海洋ベースの負の排出技術の大規模な展開が、ヨーロッパと世界が気候中立性とパリ協定での目標を達成するための現実的かつ効果的な経路にどの程度、どのような条件下で貢献できるかを判断することを目的としている。また、CO₂ の緩和、環境への影響、リスク、共同便益、技術的实现可能性、費用対効果、政治的および社会的受容に関して最も可能性の高い選択肢を特定し、優先順位を付けることも目的としている。

炭素を除去して貯留する能力が高い可能性のある海洋ベースの技術に関する知識は、いまだ限定的であり、陸上ベースの NETs 技術と比較しほとんど研究が実施されてこなかった。そこで、海洋ベースの NETs に関する研究プロジェクトを提案するために OceanNETs のコンソーシアムが形成され、プロジェクトが立ち上がった。コンソーシア

¹⁸ <https://cordis.europa.eu/project/id/800419>

¹⁹ <https://cordis.europa.eu/project/id/869357>

ムは、ドイツのライプニッツ海洋科学研究所（GEOMAR）が中心となり、フィンランド、ノルウェー、イギリス、スペイン、オーストラリアなどの大学や研究機関など、多岐にわたって形成されている（表 2-19）。

また OceanNETs プロジェクトは、様々な海洋ベースの NETs に焦点をあて、包括的な評価をすることを目指している。プロジェクトの中で対象とされている技術は表 2-20 の通りである。

表 2-19 プロジェクト概要（ライプニッツ海洋科学研究所 他）

実施主体	ライプニッツ海洋科学研究所（ドイツ）
共同実施者	アルフレッド・ウェゲナー研究所ヘルムホルツ極地海洋研究センター 連邦科学産業研究機構（CSIRO） オックスフォード大学 フィンランド気象研究所 ノルウェー研究センター ラス・パルマス・デグラン・カナリア大学（ULPGC） など
実施期間	2020.7-2025.6（進行中）
技術	海洋ベース NETs
規模	約 731 万ユーロ/EU：約 720 万ユーロ

表 2-20 海洋ベースの NETs 技術

技術	詳細
Ocean alkalization (海洋アルカリ化)	海洋表層のアルカリ度を上げて、化学的に海水の炭素貯留能力を高め、CO ₂ 吸収量を増加させる。アルカリ鉱物は、採掘および粉砕（カンラン石など）または石灰などを生成して海洋に直接添加するか、ex situ 反応（電気化学的風化など）の後にアルカリ溶液を添加する。
Marine biomass for biochar or bioenergy with carbon capture and storage (CCS を伴うバイオ炭・バイオエネルギーの海洋バイオマス)	藻類または大型藻類を成長させ、 (a) バイオマスを熱分解してバイオ炭を形成し、陸上に拡散させる、または (b) バイオマスからバイオ燃料を作成し、炭素の回収および貯留技術と組み合わせて燃焼させる。
Direct CO ₂ removal from seawater with carbon capture and storage (CCS による海水からの CO ₂ 直接除去)	海水から化学的または電気化学的に CO ₂ を除去し、濃縮して貯留する技術。表層水では、海水の化学/物理学が CO ₂ の除去を補うため、これにより CO ₂ の海洋吸収が増加。
Artificial upwelling (人工湧昇（パイプや波ポンプの利用）)	パイプまたは波ポンプなどの方法を使用して、栄養豊富な海洋深層水を表面に送り込み、肥沃な効果をもたらす。海洋プランクトンの成長が促進され、多くの CO ₂ がバイオマスとして固定される。
Artificial downwelling (人工沈降)	海洋表層で吸収された炭素の深海への輸送を人為的に強化し、そこで数百年から数千年にわたって貯留される。
Blue carbon sink enhancement (ブルーカーボンシンクの強化)	マングローブ、湿地、海草藻場、または大型藻類を植えて管理し、CO ₂ の吸収（一次生産による）、バイオマスへの貯留、および堆積物への埋没を増加させる。
Ocean fertilization (海洋肥沃化)	鉄などの微量栄養素や窒素やリンなどの多量栄養素を追加して、植物プランクトンの成長（CO ₂ 固定）と生物ポンプ（固定炭素の深海への輸送）による海洋炭素貯留を増加させる
Terrestrial biomass dumping (陸生バイオマスの投入)	植生が成長中に大気から除去した炭素を含む陸生バイオマスを収穫して深海に投入するか、沿岸の堆積物に埋める。

2.5. 日本の同様の施策への示唆

2.5.1. 日本のプログラム

日本の NETs 技術に対するプログラムとしては、経済産業省、新エネルギー・産業技術総合開発機構（以下、「NEDO」という。）が提供・推進するグリーンイノベーション基金事業ならびに国が推進するムーンショット型研究開発事業が挙げられる。

(1) グリーンイノベーション基金事業²⁰

グリーンイノベーション基金事業は、2050 年カーボンニュートラルの実現にあたり、「経済と環境の好循環」を作っていく新たな産業政策として、「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が策定された。そのグリーン成長戦略では、今後成長が期待される 14 分野を示し、各分野で目指すべき高い目標を設定すると同時に、予算、税、規制・標準化、民間の資金誘導など、政策ツールを総動員して企業等の取組を全力で後押ししていくことを掲げている。その中で、研究開発・実証から社会実装までを見据え、官民で野心的かつ具体的な目標を共有し、企業等の取り組みに対して 10 年間の継続的な支援を実施していくため、NEDO に総額 2 兆円規模の「グリーンイノベーション基金」が創設された。

グリーンイノベーション基金は、さらに 20 の細分化されたプロジェクトに分かれており、その中には NETs に係る技術も対象とされている（表 2-22）。

表 2-21 プログラム概要（グリーンイノベーション基金事業）

プログラム名	グリーンイノベーション基金事業
支援対象	グリーン成長戦略において実行計画を策定している重点分野のうち、特に政策効果が大きく、社会実装までを見据えて長期間の取組が必要な領域
予算規模	総額 2 兆円 プロジェクト規模は、200 億円（以上）の大型のものを想定 ただし、場合によっては小規模プロジェクトも対象としている
期間	最長 10 年間（2023 年度～2030 年度）

²⁰ <https://green-innovation.nedo.go.jp/>

表 2-22 グリーンイノベーション基金のプロジェクト一覧

プロジェクト一覧	NETs との関連性
洋上風力発電の低コスト化	—
次世代太陽電池の開発	—
大規模水素サプライチェーンの構築	—
再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造	—
製鉄プロセスにおける水素活用	—
燃料アンモニアサプライチェーンの構築	—
CO ₂ 等を用いたプラスチック原料製造技術開発	—
CO ₂ 等を用いた燃料製造技術開発	— (DAC 技術は対象)
CO ₂ を用いたコンクリート等製造技術開発	○ CO ₂ の炭酸塩化
CO ₂ の分離回収等技術開発	△ CO ₂ の回収技術
廃棄物・資源循環分野におけるカーボンニュートラル実現	—
次世代蓄電池・次世代モーターの開発	—
電動車等省エネ化のための車載コンピューティング・シミュレーション技術の開発	—
スマートモビリティ社会の構築	—
次世代デジタルインフラの構築	—
次世代航空機の開発	—
次世代船舶の開発	—
食料・農林水産業の CO ₂ 等削減・吸収技術の開発	○ バイオ炭等の開発 高層木造建築物の拡大 ブルーカーボン技術
バイオものづくり技術による CO ₂ を直接原料としたカーボンリサイクルの推進	— バイオマス資源や大気 中等の CO ₂ を原料と した製品開発
製造分野における熱プロセスの脱炭素化	—

(出典) NEDO グリーンイノベーション基金 HP よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(2) ムーンショット型研究開発事業 ²¹

ムーンショット型研究開発制度は、日本の破壊的イノベーションの創出を目指し、従来技術の延長にない、より大胆な発想に基づく挑戦的な研究開発（ムーンショット）を推進する国の大型研究プログラムである。

未来社会を展望し、困難だが実現すれば大きなインパクトが期待される社会課題等を対象として、人々を魅了する野心的な目標（ムーンショット目標）及び構想を国が策定し、各ムーンショット目標において、複数のプロジェクトを統括する PD（プログラムディレクター）を任命し、その下に国内外トップの研究者を PM（プロジェクトマネージャー）として採択し研究開発を推進する体制をとっている。

表 2-23 プログラム概要（ムーンショット型研究開発事業）

プログラム名	ムーンショット型研究開発事業
支援対象	【全体】 少子高齢化や地球温暖化、大規模災害などの様々な課題解決に向け、日本発の破壊的イノベーションを創出し、より大胆な発想に基づく挑戦的な研究開発 【NETs 技術】 目標 4：2050 年までに、地球環境再生に向けた持続可能な資源循環を実現 （1）温室効果ガスを回収、資源転換、無害化する技術の開発 A) CO₂ 大気からの回収（DAC） B) 自然の CO₂ 吸収源を活用し、人為的に CO₂ の吸収速度を加速させる技術
予算規模	平成 30 年度補正予算で 1,000 億円を計上、基金を造成。令和元年度補正予算で 150 億円を計上。令和 3 年度補正予算で 800 億円を計上。
期間	最長 10 年間（2020～2029 年）

NETs 技術については、「ムーンショット目標 4：2050 年までに、地球環境再生に向けた持続可能な資源循環を実現」という目標の中で、さらに「（1）温室効果ガスを回収、資源転換、無害化する技術の開発」という目標の中で、いくつかのプロジェクトが採択されている（表 2-24）。

当初は、CO₂ の削減コストや削減ポテンシャルの検証が比較的容易な工学的プロセスで大気中の CO₂ を直接回収（DAC）して有益な資源に転換する技術等のプロジェクトを推進していたが、2022 年に追加募集を実施し、DAC 技術に限定せず「自然の二酸化炭素（CO₂）

²¹ https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100161.html

吸収能力を人為的に加速させて、効率的に CO₂ を回収・吸収する技術（自然プロセスの人為的加速）」の研究開発プロジェクト 5 件を採択した。なお、追加のプロジェクトについては、5 億円/プロジェクト（2022～2024 年度）と設定されている。

表 2-24 NETs 技術に関わるプロジェクト一覧（ムーンショット型研究開発事業）

電気エネルギーを利用し大気 CO ₂ を固定するバイオプロセスの研究開発
大気中からの高効率 CO ₂ 分離回収・炭素循環技術の開発
電気化学プロセスを主体とする革新的 CO ₂ 大量資源化システムの開発
C4S 研究開発プロジェクト
冷熱を利用した大気中二酸化炭素直接回収の研究開発
大気中 CO ₂ を利用可能な統合化固定・反応系（quad-C system）の開発
“ビヨンド・ゼロ” 社会実現に向けた CO ₂ 循環システムの研究開発
機能改良による高速 CO ₂ 固定大型藻類の創出とその利活用（追加）
岩石と場の特性を活用した風化促進技術“A-ERW”の開発（追加）
遺伝子最適化・超遠縁ハイブリッド・微生物共生の統合で生み出す次世代 CO ₂ 資源化植物の開発（追加）
LCA/TEA の評価基盤構築による風化促進システムの研究開発（追加）
炭素超循環社会構築のための DAC 農業の実現（追加）

（出典）NEDO プロジェクト HP より

2.5.2. 日本の同様の施策への示唆

日本のプログラムでは、グリーンイノベーション基金において、幅広い技術に対して 10 年で 2 兆円規模の援助がなされており、他国のプログラムと比較しても大きな支援であると言える（ただし、NETs 技術のみを対象にしていない点には注意が必要）。また、グリーンイノベーション基金では技術が細分化されており、適切な分野に対して支援が受けられる構造となっている。ムーンショット型研究開発事業においては、「温室効果ガスを回収、資源転換、無害化する技術の開発」の領域において、DAC や自然の CO₂ 吸収源を活用した人為的な CO₂ 吸収速度を加速させる技術に対する支援がなされており、NETs を含む限定的な技術に対する支援と言える。

他国のプログラムも NETs 技術のみを対象としていないことが多いが、イギリスにおいては Direct Air Capture and greenhouse gas removal (GGR) competition (GGR プログラム) のような DAC や CO₂ 除去に特化したプログラムが設定されており、ムーンショット型研究開発事業に近い限定的な支援がなされている。

一方、Horizon プログラムのように大きな枠組みの中で、幅広い技術に対して、分野や技術レベルを限定せずに支援する方法も存在する。Horizon プログラムはいくつかの分野のク

ラスターならびに研究テーマが設定されているものの、援助額や技術レベルは様々であり内容也多岐にわたって採択されている。ある程度、技術分野や技術レベル段階を制限するか、幅広い枠組みの中で運用するかは一つのポイントであると言える。

また援助額について、単純な比較はできないが、プログラムに紐づくプロジェクトの予算規模感を把握するため、日本・アメリカ・イギリス・EU のプログラムに紐づくプロジェクトの予算規模の比較を実施した。その結果を表 2-25 に示す。日本の 1 年あたりの援助額は、他国のプログラムにおける援助額と比較して、同程度もしくは多いことが分かる。一方で、一部については、正確なプロジェクトの金額の比較ではなく、公開情報を基に得たプロジェクトの平均金額であり、また支援期間や対象とするプロジェクトの技術成熟度も様々であることには注意が必要である。あくまでも概算であるものの、大まかな比較においては、日本として技術に対して十分な金額の援助がなされていると考えられる。

表 2-25 プログラムの予算規模の比較

プログラム	1PJ あたり予算規模 (年数)	1 年あたり※3
FLECCS プログラム 【アメリカ】	80 万ドル程度 (1～2 年)	40～80 万ドル (5,000 万～1 億円程度)
CDR プログラム 【アメリカ】	100～500 万ドル (4 年程度)	25～125 万ドル (2,500 万～1.5 億円程度)
GGR プログラム 【イギリス】	初期：25 万ポンド (1 年) 後期：300～500 万ポンド (4 年)	初期：25 万ポンド (4,000 万円程度) 後期：75～125 万ポンド (1～2 億円程度)
Horizon プログラム【EU】※1	—	—
グリーンイノベーション基金 【日本】	200 億円以上 (10 年)	20 億円以上
ムーンショット型研究開発事業【日本】	5 億円※2 (3 年)	約 1.7 億円

※1 Horizon プログラムについては、幅広いプロジェクトが存在するため対象外とした

※2 「自然の CO2 吸収源を活用し、人為的に CO2 の吸収速度を加速させる技術」として採用された追加のプロジェクトの予算規模

※3 日本円の換算は概算

また、各国のプログラムに紐づくプロジェクトから NETs 技術を特定し、各国プログラムと NETs 技術との対応関係を表 2-26 に示した。なお、植林・再生林については、各国の政策や植林等を促進するための支援策・プログラム等はあるが、技術開発の観点については、多くの支援プログラムには含まれていない点に注意が必要である。

日本においては、グリーンイノベーション基金、ムーンショット型研究開発事業で幅広く技術が対象とされているものの、「BECCS」ならびに「海洋アルカリ化」についてはプログラムに紐づく具体的なプロジェクトはなかった。特に、海洋ベース NETs はまだ技術やポテンシャルの考察が不明瞭だとし、イギリスや EU においては、海洋ベース NETs 全般を対象にしたプロジェクトも存在している。日本においても、当該分野における技術開発支援ならびに研究の推進が期待される。

表 2-26 各国プログラムと NETs 技術との対応

	植林・再生林	土壌炭素貯留	バイオ炭	BECCS	DACCS	風化促進	海洋肥沃・生育促進	植物残渣・海洋隔離	海洋アルカリ化
FLECCS プログラム	—	—	—	—	○	—	—	—	—
CDR プログラム	—	—	—	—	○	○	—	—	—
GGR プログラム	—	△	○	○	○	○	—	○	○
Horizon プログラム	—	—	—	○	○	—	○	○	○
グリーンイノベーション	—	—	○	—	○	△	—	○	—
ムーンショット型	—	△	—	—	○	○	○	—	—

2.6. プロジェクト一覧

各国において提供されるプログラムのうち、NETs に係るプロジェクトについて詳細が取得できたものについて、その概要のとりまとめを実施した（表 2-27）。

表 2-27 NETsに係るプロジェクト一覧

国	支援主体	プログラム	プロジェクト日本語訳（直訳）	実施主体	期間	技術	規模
アメリカ	ARPA-E	FLExible Carbon Capture and Storage (FLECCS)	石灰ベースの直接空気回収と統合された発電所CO2回収	マサチューセッツ工科大学	2021.2-2022.5	DAC	81万ドル
アメリカ	ARPA-E	FLExible Carbon Capture and Storage (FLECCS)	天然ガス/直接空気回収ハイブリッドプラント	ピッツバーグ大学	2020.11-2022.9	DAC	約79万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	電気化学駆動の二酸化炭素分離	デラウェア大学	2020.10-2023.3	DAC - 膜	約130万ドル/DOE:105万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	バッシュプ冷却によって可能になる超高速直接空気捕捉のための自己組織化無機ナノケージ (SINC) を含む膜吸着剤	ニューヨーク州立大学	2020.10-2022.12	DAC - 膜	約100万ドル/DOE:80万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	周囲空気から二酸化炭素を分離するための高性能ハイブリッドポリマー膜	InnoSense LLC	2021.1-2023.3	DAC - 膜	約100万ドル/DOE:80万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	多孔性電界紡糸繊維上の階層型ナノ多孔性カプセルに閉じ込められた小さなアミンを使用した直接空気捕獲	ニューヨーク州立大学	2021.2-2023.10	DAC - 膜	約100万ドル/DOE:80万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	King City Asbestos Corporation (KCAC) 鉱山炭素鉱化フィールドテスト	ローレンス リバモア国立研究所 (LLNL)	2021.9-2023.11	DAC - 風化促進	500万ドル/DOE:500万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	二酸化炭素の直接空気捕捉のためのアルカリ度濃度スケーリングの実験的実証	ハーバード大学	2021.2-2023.8	DAC - 溶剤	約90万ドル/DOE:72万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	ベンチスケールでの水素のコジェネレーションによる直接空気捕捉用の電気化学的に再生された溶媒	ケンタッキー大学	2021.10-2023.9	DAC - 溶剤	約164万ドル/DOE:131万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	CO2の直接空気捕捉のための二重機能材料	Susteon, Inc	2020.6-2023.8	DAC - 吸着剤	185万ドル/DOE:185万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	直接空気捕捉のための革新的な吸着剤ベースのプロセス	InnoSeptra, LLC	2020.6-2023.8	DAC - 吸着剤	約185万ドル/DOE:約185万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	CO2の直接空気回収に必要なエネルギーを大幅に削減するための変換吸着材料	InnoSeptra, LLC	2020.10-2023.3	DAC - 吸着剤	100万ドル/DOE:80万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	水と二酸化炭素を組み合わせた直接空気回収システム	IWVC, LLC	2020.10-2023.9	DAC - 吸着剤	193万ドル/DOE:126万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	直接空気捕捉のための高度な固体吸着剤の開発	Research Triangle Institute (RTI)	2020.10-2023.3	DAC - 吸着剤	125万ドル/DOE:80万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	連続モーション ダイレクト エア キャプチャ (DAC) システムのデモンストレーション	Global Thermostat, LLC	2020.10-2023.7	DAC - 吸着剤	約310万ドル/DOE:約225万ドル
アメリカ	NETL (FECM)	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	新規構造吸着剤を使用した直接空気捕捉	Electricore, Inc.	2020.10-2023.9	DAC - 吸着剤	約483万ドル/DOE:約310万ドル

国	支援主体	プログラム	プロジェクト日本語訳（直訳）	実施主体	期間	技術	規模
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	CO2の回収、利用、貯蔵のためのエネルギーの直接空気回収 (CCUS) パートナースhip (DAC RECO2UP)	Southern States Energy Board (SSEB)	2020.10-2024.1	DAC - 吸着剤	約313万ドル/DOE:250万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	選択的な水除去による直接空気捕捉のための次世代ファイバーカプセル化ナノスケールハイブリッド材料	コロンビア大学	2021.1-2022.10	DAC - 吸着剤	85万ドル/DOE:65万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	周囲温度での低真空スイング二酸化炭素捕捉用の勾配アミン吸着剤	アクロン大学	2021.1-2022.12	DAC - 吸着剤	約95万ドル/DOE:約75万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	TRAPS: CO2 を空気中で直接捕捉するための、調整可能で迅速な取り込みが可能な AminoPolymer エアロゲル吸着剤	Palo Alto Research Center (PARC), Inc.	2021.2-2023.3	DAC - 吸着剤	約72万ドル/DOE:約52万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	二酸化炭素の直接空気捕捉のためのモノリシック ポリプロピレンイミン構造接触器のベンチスケールテスト	Cormetech, Inc.	2021.9-2023.9	DAC - 吸着剤	約188万ドル/DOE:150万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	時空間適応パッシブ直接空気捕捉（DAC）	Carbon Collect, Inc.	2021.10-2023.6	DAC - 吸着剤	約325万ドル/DOE:250万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	グローバルサーモスタットDACのためのスケールアップとサイト固有のエンジニアリング設計	Black and Veatch Corporation	2021.10-2023.3	DAC - 吸着剤	約350万ドル/DOE:約280万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	熱統合型 3D プリント モジュールと、大量生産可能な低圧力損失繊維吸着剤とのハイブリッド化	Georgia Tech Research Corporation	2021.10-2023.9	DAC - 吸着剤	約183万ドル/DOE:約147万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	直接空気捕獲のための高度な構造材料システムの加速ライフサイクル試験	Research Triangle Institute (RTI)	2021.10-2023.3	DAC - 吸着剤	約188万ドル/DOE:150万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	付加製造コンタクタ (AIR2CO2 コンタクタ)を使用して二酸化炭素 (CO2) を捕捉する高度な一体型網状吸着剤コーティング システム	General Electric (GE) Company	2021.10-2023.9	DAC - 吸着剤	約200万ドル/DOE:約150万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	高純度 CO2 分離のためのエネルギー効率の高い直接空気回収システム	シンシナティ大学	2021.10-2024.10	DAC - 吸着剤	約190万ドル/DOE:約150万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	米国の低炭素エネルギーとシンクによる直接空気回収ベースの二酸化炭素除去	イリノイ大学	2021.10-2023.3	DAC - 吸着剤	約312万ドル/DOE:約250万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	高容量の構造化吸着剤を使用した新しい直接空気捕捉技術のベンチスケール開発	Susteon, Inc.	2021.10-2023.9	DAC - 吸着剤	約190万ドル/DOE:150万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	化学プラント廃熱を利用した直接空気回収 CO2 からの低炭素強度ギ酸化学合成 (ChemFADAC)	AirCapture, LLC	2022.9-2024.3	DAC - 吸着剤	約370万ドル/DOE:約294万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	CarbonCapture Inc. DACとUnited States Steel の Gary Works 工場の廃熱を利用したCarbonCure活用技術のFEED研究	イリノイ大学	2022.10-2024.3	DAC - 吸着剤	約433万ドル/DOE:約346万ドル
アメリカ	NETL（FECM）	Carbon Dioxide Removal (CDR) プログラム	長期貯蔵を伴うカリフォルニア地熱施設における Climeworks DAC の FEED 研究	イリノイ大学	2022.10-2024.3	DAC - 吸着剤	約313万ドル/DOE:約249万ドル

国	支援主体	プログラム	プロジェクト日本語訳（直訳）	実施主体	期間	技術	規模
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	SeaCURE 海洋媒介人為起源炭素除去 (Sea Carbon Unlocking and Removal)	エクセター大学/ブリマス海洋研究所など	2021年度（フェーズ1）	海洋ベースNETs	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	バイオ水素による温室効果ガス除去のデモンストレーション	Advanced Biofuel Solutions Ltd (ABSL) 他	2021年度（フェーズ1）	BECCS	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	水熱炭化および後炭化によるバイオ廃棄物からバイオ炭へ (B to B)	ノッティンガム大学 他	2021年度（フェーズ1）	バイオ炭	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	海洋酸性化の影響に対抗するカーボンネガティブ水素生産	Planetary Hydrogen Inc.	2021年度（フェーズ1）	海洋アルカリ化	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	Mersey バイオ炭: カーボン ネガティブ コミュニティ エネルギー	Severn Wye Energy Agency 他	2021年度（フェーズ1）	バイオ炭	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	CCH2: バイオマスからの炭素回収と水素製造	KEW Technology	2021年度（フェーズ1）	BECCS	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	ネガティブエミッションガス化	Drax Corporation Ltd.	2021年度（フェーズ1）	BECCS	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	原子力発電所を動力源とする DAC	Sizewell C 他	2021年度（フェーズ1）	DAC	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	バイオ炭ネットワーク - デモンストレーションとその先への道	Sofies UK 他	2021年度（フェーズ1）	バイオ炭	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	バイオ炭および強化された鉱物風化炭素回収技術の線形インフラストラクチャ プロジェクトへの統合	Arup 他	2021年度（フェーズ1）	バイオ炭/風化促進	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	DRIVE (排出量の革新的な評価による直接除去)	Mission Zero Technologies 他	2021年度（フェーズ1）	DAC	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	GREEN-SHED: 牛肉生産の持続可能性と正味ゼロ排出をサポートする統合された低炭素循環型農業システム	SRUC 他	2021年度（フェーズ1）	—	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	BIOCCUS	Ricardo UK Ltd. / Bluebox Energy	2021年度（フェーズ1）	バイオ炭/BECCS	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	ドリームキャッチャープロジェクト - 低炭素直接空気回収	Storegga/Pale Blue Dot Energy 他	2021年度（フェーズ1）	DAC	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	SMART- DAC直接空気捕捉のための持続可能な膜吸収および再生技術	CO2CirculAir 他	2021年度（フェーズ1）	DAC	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	大気中のCO2除去方法としての玄武岩の風化の促進	The Future Forest Company 他	2021年度（フェーズ1）	風化促進	25万ポンド

※黄色ハイライトは phase2 採用プロジェクトを示す

国	支援主体	プログラム	プロジェクト日本語訳（直訳）	実施主体	期間	技術	規模
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	直接空気 CO2 の回収とミネラル化	Cambridge Carbon Capture Ltd (CCC)	2021年度（フェーズ1）	DAC	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	バッシュプライム炭酸化プロジェクト	Origenpower Ltd	2021年度（フェーズ1）	DAC	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	リバース・コール: 食糧を生産しながら炭素を貯蔵および削減するための長期的なソリューションの開発	Lapwing Energy Limited他	2021年度（フェーズ1）	バイオ炭	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	低品位バイオマスから生成されたバイオ炭を利用した循環型温室効果ガス除去（GGR）ソリューション	Capchar Ltd他	2021年度（フェーズ1）	バイオ炭	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	環境 CO2 除去	ロールス・ロイス/連邦科学産業研究機構	2021年度（フェーズ1）	DAC	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	InBECCS	Peel NRE/Bioenergy Infrastructure Group	2021年度（フェーズ1）	BECCS	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	複数の温室効果ガスを除去するための低エネルギーアプローチ	エディンバラ大学 他	2021年度（フェーズ1）	DAC	25万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	バイオ水素による温室効果ガス除去のデモンストレーション	Advanced Biofuel Solutions Ltd	2022年～（フェーズ2）		約475万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	バイオ炭プラットフォーム	Black Bull Biochar Ltd	2022年～（フェーズ2）	バイオ炭	約300万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	直接空気 CO2 の回収とミネラル化 (DACMIN)	Cambridge Carbon Capture Ltd	2022年～（フェーズ2）	DAC	約300万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	SMART-DAC	CO2CirculAir B.V.	2022年～（フェーズ2）	DAC	約294万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	水熱炭化および後炭化によるバイオ廃棄物からバイオ炭へ（B to B）	Coal Products Limited (CPL)	2022年～（フェーズ2）	バイオ炭	約500万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	Ince バイオエネルギー 炭素補足と貯留 (INBECCS) フェーズ 2	Ince Bio Power Limited	2022年～（フェーズ2）	BECCS	約500万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	CCH2: 炭素回収と水素	KEW Projects Ltd	2022年～（フェーズ2）	DAC	約500万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	リバース・コール	Lapwing Energy Limited	2022年～（フェーズ2）	バイオ炭	約300万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	プロジェクト DRIVE (排出量の革新的な評価による直接除去)	Mission Zero Technologies Ltd	2022年～（フェーズ2）	DAC	約300万ポンド

※黄色ハイライトは phase2 採用プロジェクトを示す

国	支援主体	プログラム	プロジェクト日本語訳（直訳）	実施主体	期間	技術	規模
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	原子力発電所を動力源とする DAC	NNB Generation Company (SZC) Limited	2022年～（フェーズ2）	DAC	300万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	BIOCCUS	Ricardo UK Ltd	2022年～（フェーズ2）	バイオ炭/BECCS	約299万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	ENCORE（環境 CO2 リムーバー）フェーズ 2	Rolls-Royce plc	2022年～（フェーズ2）	DAC	約281万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	グリーンシェッド	SAC Commercial	2022年～（フェーズ2）	—	約293万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	Mersey バイオ炭	Severn Wye Energy Agency	2022年～（フェーズ2）	バイオ炭	約500万ポンド
イギリス	BEIS	Direct Air Capture and GGR technologies competition	SeaCURE	University of Exeter	2022年～（フェーズ2）	海洋ベースNETs	約300万ポンド
欧州	欧州委員会	Horizon 2020	大気中の炭素回収	エディンバラ大学	2014.5-2018.4	DAC	10万ユーロ/EU：全額負担
欧州	欧州委員会	Horizon 2020	炭素の捕捉と貯蔵を伴う統合バイオエネルギーのための吸着剤強化蒸気バイオマス改質	Eidgenoessische Technische Hochschule	2018.10-2020.9	BECCS	約18.7万ユーロ/EU：全額負担
欧州	欧州委員会	Horizon 2020	海洋ベースの負の排出技術-気候を安定させるための海洋ベースの負の排出技術の実現可能性、リスク、およびコベネフィットの分析	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel	2020.7-2025.6	海洋ベースNETs	約731万ユーロ/EU：約720万ユーロ

3. CO2 サプライチェーンに関する技術動向調査

本章では、CO2 サプライチェーンに関する技術動向について調査する。

3.1 では、世界での実装されている技術事例として、運転中の CCUS の商用プロジェクトの概要と、使われている技術（特に輸送や貯留技術を中心）を整理する。

3.2 では、要素技術毎に詳細をまとめたうえで、3.1 の調査結果も踏まえて各技術の技術成熟レベルを整理する。

3.3 では、CO2 サプライチェーンの各プロセスのコストについて、欧米の事例を中心に整理し、CO2 サプライチェーンのコストダウンの方向性を分析する。

3.1. 世界で実装されている技術事例

3.1.1. 世界の CCUS プロジェクトの動向

現在、欧米を中心に 31 の商用 CCS 施設が操業段階である操業段階にあるもののうち 1 つは景気停滞のため、もう 1 つは火災のため、合計 2 施設が操業停止している。その他、8 施設が建設段階、70 施設が開発後期段階、56 施設は初期開発段階にある。なお、商用 CCS 施設の定義は、商業生産の一部として継続的に CO2 の回収および貯留が実施されていること、第 3 者あるいは回収事業者によって貯留が実施されていること、経済的な運用可能年数が CO2 回収対象設備と類似していること、操業段階において商業的利益を生み出すものあるいは規制要件を満たすものであることを、満たすプロジェクトである。

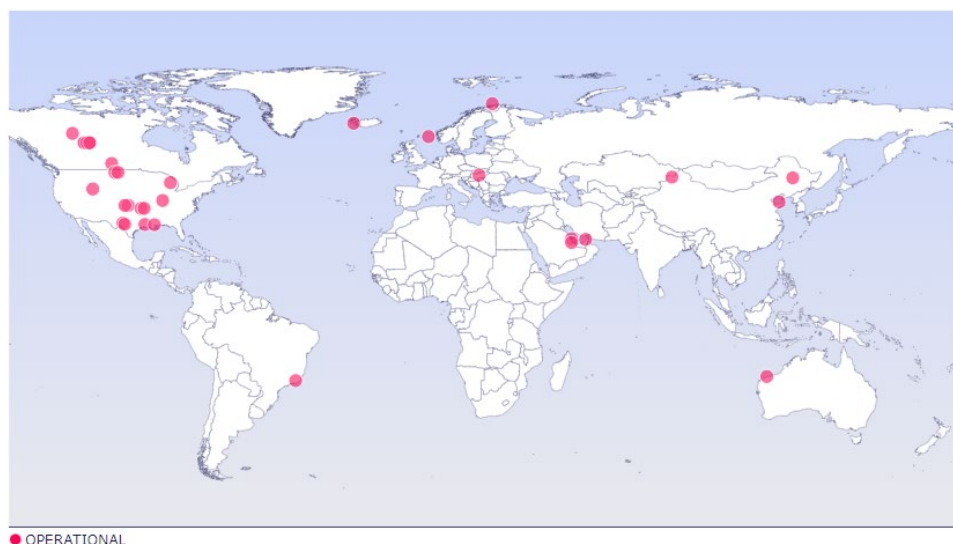


図 3-1 操業中の商用 CCS プロジェクト

(出典) GCCSI 「Global Status Report 2022」

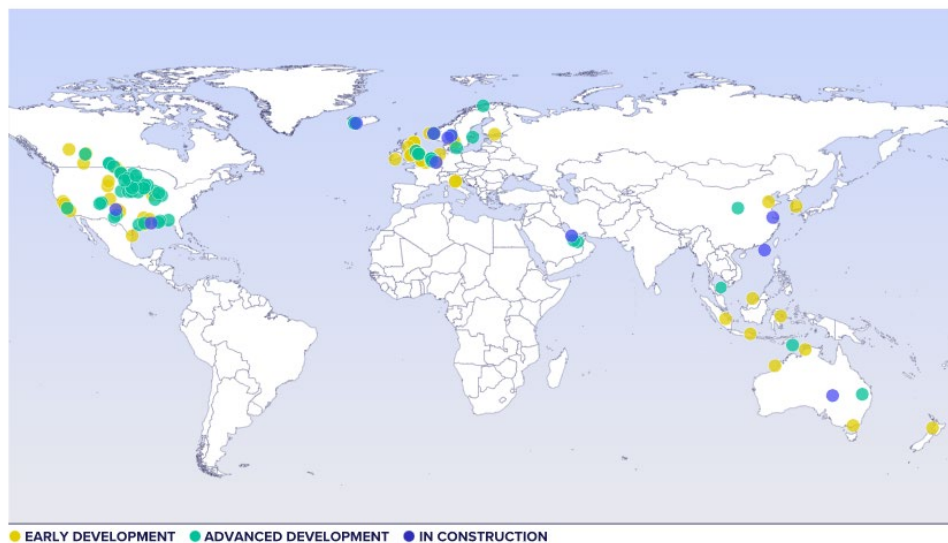


図 3-2 建設・計画中の商用 CCS プロジェクト

(出典) GCCSI 「Global Status Report 2022」

表 3-1 CCS の操業開始済みの商用プロジェクト

No	プロジェクト名	国	操業開始	排出源	回収方法	回収能力 (Mt-CO ₂ /年)	輸送タイプ	輸送距離 (km)	貯留タイプ
1	Terrell Natural Gas Processing Plant (formerly Val Verde Natural Gas Processing Plants)	米国	1972	天然ガス処理	工業分離	0.4-0.5	PL(陸域)	354	EOR
2	Enid Fertilizer	米国	1982	肥料製造	工業分離	0.7	PL(陸域)	193	EOR
3	Shute Creek Gas Processing Plant	米国	1986	天然ガス処理	工業分離	7.0	PL(陸域)	228	EOR
4	MOL Szank field CO ₂ EOR	ハンガリー	1992	天然ガス処理	工業分離 (化学吸収法 (MDMA))	0.16	N/A	N/A	EOR
5	Sleipner CO ₂ Storage	ノルウェー	1996	天然ガス処理	工業分離 (化学吸収法 (アミン))	0.85	—	—	沖合塩水層
6	Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	米国	2000	合成天然ガス (石炭ガス化)	工業分離	3	PL(陸域)	329	EOR
7	Borger CO ₂ Compression Facility	米国	2001 (2017年停止)	肥料製造	工業分離		PL(陸域)	144	EOR
8	Core Energy CO ₂ -EOR	米国	2003	天然ガス処理	工業分離	0.3-0.35	PL(陸域)	24	EOR
9	In Salah CO ₂ Storage	アルジェリア	2004 (2011年停止)	天然ガス処理	工業分離 (化学吸収法 (アミン))	1.0-1.2	PL(陸域)	N/A	陸域帯水層
10	Sinopec Zhongyuan CCUS	中国	2006	石油化学コンビナート	工業分離 (化学吸収法 (アミン))	0.12	タンクローリー	N/A	EOR
11	Snøhvit CO ₂ Storage	ノルウェー	2008	天然ガス処理	工業分離 (化学吸収法 (アミン))	0.7	PL(陸域・海域)	153	沖合塩水層
12	Arkalon CO ₂ Compression Facility	米国	2009	エタノール製造	工業分離	0.29	PL(陸域)	145	EOR
13	Century Plant	米国	2010	天然ガス処理	工業分離	8.4	PL(陸域)	161	EOR
14	Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS	ブラジル	2011	天然ガス処理	工業分離	0.7	直接圧入	—	EOR
15	Bonanza BioEnergy CCUS EOR	米国	2012	バイオエタノール製造	工業分離	0.1	N/A	N/A	EOR
16	Coffeyville Gasification Plant	米国	2013	肥料製造	工業分離	1.0	PL(陸域)	112	EOR
17	Air Products Steam Methane Reformer	米国	2013	水素製造	工業分離 (物理吸収法 (VSA))	1.0	PL(陸域)	121 ～ 171	EOR
18	Lost Cabin Gas Plant*	米国	2013	天然ガス処理	工業分離	0.9	PL(陸域)	374	EOR

No	プロジェクト名	国	操業 開始	排出源	回収方法	回収 能力 (Mt-CO ₂ / 年)	輸送 タイプ	輸送 距離 (km)	貯留タ イプ
19	PCS Nitrogen	米国	2013	肥料製造	工業分離	0.2-0.3	PL(陸 域)	N/A	EOR
20	Boundary Dam Carbon Capture and Storage	カナダ	2014	石炭火力発 電	燃焼後回 収 (化学吸収法 (アミン))	1.0	PL(陸 域)	50	EOR・ 陸域塩 水層
21	Karamay Dunhua Oil Technology CCUS EOR Project	中国	2015	メタノール 製造	工業分離	0.1	タンク ローリ ー	N/A	EOR
22	Quest	カナダ	2015	水素製造	工業分離 (化学吸収法 (MDMA))	1.2	PL(陸 域)	64	陸域塩 水層
23	Uthmaniyah CO ₂ - EOR Demonstration	サウジ アラビ ア	2015	天然ガス処 理	工業分離	0.8	PL(陸 域)	85	EOR
24	Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries)	アラブ 首長国 連邦	2016	製鉄所	工業分離	0.8	PL(陸 域)	50	EOR
25	Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	米国	2017	バイオエタノ ール製造	工業分離	1	PL(陸 域)	3.2	陸域塩 水層貯 留
26	Petra Nova Carbon Capture*	米国	2017	発電	燃焼後回 収 (化学吸収法 (アミン))	1.4	PL(陸 域)	128	EOR
27	CNPC Jilin Oil Field CO ₂ EOR	中国	2018	天然ガス処 理	工業分離	1.12	PL(陸 域)	N/A	EOR
28	Gorgon Carbon Dioxide Injection	豪州	2019	天然ガス処 理	工業分離	3.4-4.0	PL(陸 域)	7	陸域 地下貯 留
29	Qatar LNG CCS	カタール	2019	天然ガス処 理	工業分離	2.1	PL(陸 域)	N/A	陸域 地下貯 留
30	ACTL with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO ₂ Stream	カナダ	2020	製油所	工業分離 (物理吸収法)	1.3-1.6	PL(陸 域)	240	EOR
31	ACTL with Nutrien CO ₂ Stream	カナダ	2020	肥料製造	工業分離 (炭酸カリウ ム)	0.3	PL(陸 域)	240	EOR
32	CNOOC South China Sea Offshore CCS	中国	2021	天然ガス処 理	工業分離	0.3	PL(海 域)	N/A	海底貯 留層
33	Orca	アイス ランド	2021	大気	DAC	0.004	直接圧 入	—	玄武岩 層固定

(出典) GCCSI 「CCS Facilities Database」²²等よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

²² <https://www.globalccsinstitute.com/co2re/> (参照：2023年3月)

本調査では、商用 CCUS プロジェクトのうち、表 3-2 で示すプロジェクトについて調査した。操業中プロジェクトは、CO₂ 回収量が 1.0Mtpa 以上のうち、輸送が長距離なプロジェクトの上から 3 件を選出した。建設中・開発工機プロジェクトは、ハブ&クラスターの構想で多種多様な排出源からの回収・輸送・貯留を検討するプロジェクト 3 件を選出した。

表 3-2 調査対象の商用 CCUS プロジェクト

状況	プロジェクト名		国	操業開始
操 業 中	Shute Creek Gas Processing Plant		米国	1986
	Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale		米国	2000
	Alberta Carbon Trunk Line	North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO ₂ Stream	カナダ	2020
		Nutrien CO ₂ Stream		2020
建 設 中	Longship	Norcem Brevik Cement Plant	ノルウェー	2024
		Norcem Brevik Shipping Route		2024
		Hafslund Oslo Celsio Klenetsrud Waste to Energy Plant		2025
開 発 後 期	Porthos	Porthos - Compressor Station	オランダ	2024
		Porthos - Offshore Pipeline		
		Porthos - Onshore Pipeline		
		Porthos - Storage		
	Humber	VPI Immingham Power Plant CCS	英国	2027
	Zero	Phillips 66 Humber Refinery CCS		2028

3.1.2. Shute Creek Gas Processing Plant

ワイオミング州の Labarg gas field（天然ガス田）から排出される raw ガスに含まれる CO₂ を回収し、パイプラインで同州および近隣州の油田に輸送し、EOR するプロジェクトである。Labarg gas field では 6~7Mt/年の CO₂ が回収されており、毎年世界で回収されている CO₂ の約 20%を占めている。プロジェクトの詳細は以下の図表のとおり。

表 3-3 Shute Creek Gas Processing Plant の全体概要

プロジェクトの概要		
全 体	分類/状況	商用 CCS・操業中
	プロジェクト 実施者	【回収】ExxonMobil 【輸送】ExxonMobil、Chevron、Anadarko 【貯留】ExxonMobil、Chevron、Fleur De Lis Energy、Devon、Denbury
	運転開始年	1986 年
	実施地	【回収】Shute Creek（ExxonMobil） 【貯留】Rangley（Chevron）、Salt Creek（Fleur De Lis Energy）、Big Sand Draw（Devon）、Grieve、Bell Creek（Denbury）
回 収	回収量	6~7Mt/年（施設の拡張により 2025 年からさらに最大 1.2Mt/年回収予定）
	排出源	Labarg gas field（天然ガス田）
	回収技術	Selexol（物理吸着）
輸 送	輸送タイプ	パイプライン輸送
	輸送距離	70km（天然ガス田から回収源）
		460km（回収源から貯留地（Salt Creek）） 285km（回収源から貯留地（Rangley））
貯 留	貯留タイプ	EOR、CCS
	貯留層・深さ	地下 5km（CCS）
インセンティブ等		45Q
備考		- 天然ガス田から得られる raw gas にはメタン以外に CO₂ や H₂S が含まれている。CO₂ 販売に際しては H₂S を取り除く必要があり、CO₂ を含む H₂S は Shute Creek の地下（=AGI well）に貯留されている。 - CO₂ 回収量の増加させるため \$ 400million かけて設備拡張を実施。

（出典）Leonardo Technologies, Inc 「Wyoming Carbon Capture, Utilization, and Storage（CCUS）Study」、Exxon Mobil ウェブサイト²³、NETL「A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.」、Exxon Mobil「Shute Creek Facility and Controlled Freeze Zone™ Updates」の公表資料

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

²³ https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/1021_ExxonMobil-plans-to-increase-carbon-capture-at-LaBarge-Wyoming-facility（参照：2023 年 3 月）

Shute Creek で回収された CO₂ は、様々な企業が管理するパイプラインを經由し、Labarg gas field が位置するワイオミング州だけでなく、隣接するモンタナ州などの州境を超えた油田へ供給されている。なお、Labarg gas field からモンタナ州へ輸送は、2012 年に Denbury 社が建設した Greencore パイプラインがワイオミング州の既存パイプラインと接続されたことで可能となった。CO₂ パイプラインの敷設状況、および各パイプラインの Operator や長さ・直径等を以下の図表に示す。

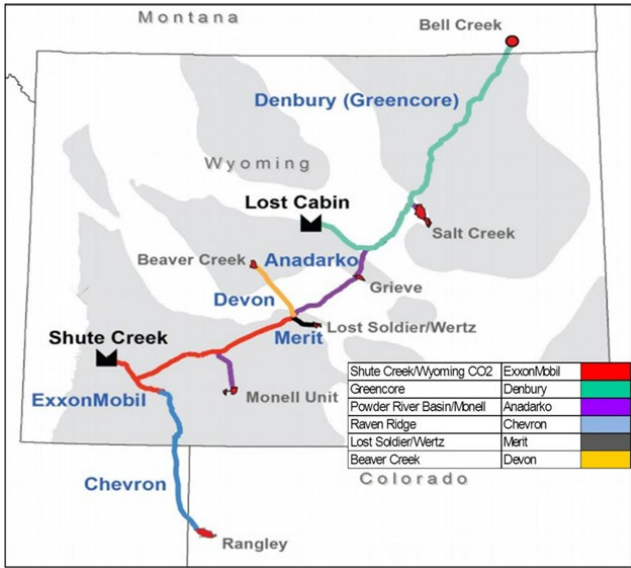


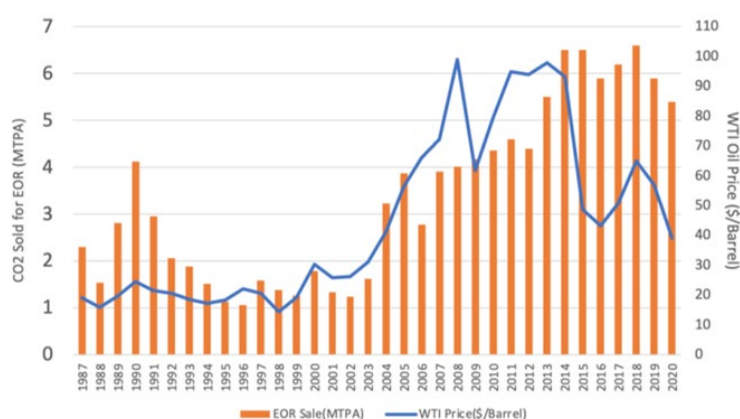
図 3-3 CO₂ パイプラインの敷設状況 (Shute Creek Gas Processing Plant)
(出典) NETL 「A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.」

表 3-4 CO₂ パイプラインの概要 (Shute Creek Gas Processing Plant)

Scale	Pipeline	Operator	Location	Length (mi)	Diameter (in)	Estimated Flow Capacity (MMcfd)
Large-Scale Trunk-lines	Shute Creek/Wyoming CO ₂	ExxonMobil	WY	142	30-20	1,220-220
	Greencore	Denbury Resources	WY, MT	230	22	720
Smaller Scale Distribution Systems	Powder River Basin CO ₂	Anadarko	WY	125	16	220
	Raven Ridge	Chevron	WY, CO	160	16	220
	McElmo Creek	Kinder Morgan	CO, UT	40	8	80
	Monell	Anadarko	WY	33	8	80
	Lost Soldier/Wertz	Merit	WY	30	16	43
	Beaver Creek	Devon	WY	53	8	30

(出典) NETL 「A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.」

米国政府の支援のもと作成された CO₂ 輸送と貯留に関するレポート²⁴において、本プロジェクトと同様な条件での CO₂ コストが示されており、成熟した EOR 地域における天然ガス処理プラントや水素製造プラントなどの高純度の CO₂ 発生源で回収された CO₂ を圧縮して、50 マイル輸送するコストは 23~30 \$/t と見積もられている。また、別レポート²⁵では、に示す本プロジェクトの CO₂ 販売量の推移が示されている。CO₂ 販売量は原油価格の変動に敏感であり、原油価格が高騰する 2003 年以前の CO₂ 販売量は 2MTPA を超える量を回収して、販売されることはほとんどなかった。石油価格が低迷すると CO₂ の需要が減少するため、大気中に放出する CO₂ が増加することが問題視されている。



Source: ExxonMobil Energy and Carbon Summary Reports 2019, 2020, 2021. Energy Procedia, U.S. Energy Information Administration (EIA). Chevron' Gorgon Environmental Performance Report, 2021.

図 3-4 CO₂ 販売量と原油価格 (Shute Creek Gas Processing Plant)

(出典) IEEFA 「Carbon Capture to Serve Enhanced Oil Recovery : Overpromise and Underperformance」

²⁴ Rechel Amann, Federal Projects Director Interstate Oil and Gas Compact Commission 「A Policy, Legal, and Regulatory Evaluation of the Feasibility of a National Pipeline Infrastructure for the Transport and Stotage of Carbon Dioxide」

²⁵ IEEFA 「Carbon Capture to Serve Enhanced Oil Recovery : Overpromise and Underperformance」

3.1.3. Great Plains Synfuels Plant and Weyburn – Midale

ノースダコタ州 Beulah（米）の合成燃料プラントから排出される CO₂ を回収し、サスカチュワン州（加）の油田にパイプラインで輸送し、EOR するプロジェクトである。1988 年に Dakota Gasification 社は米国エネルギー省から Great Plains Synfuel Plant を購入し、2000 年から EOR が開始された。また、同時期に IEA の GHG R&D プログラムとして Weyburn 油田を対象に CO₂ モニタリングプロジェクトが実施されており、カナダ政府、州政府、米国政府等から補助金が提供されている。合成燃料プラントでは 3Mt/年の CO₂ が回収されており、2021 年に最大 3.5Mt/年の回収量に拡張するプロジェクトが提案された。プロジェクトの詳細は以下の表のとおり。

表 3-5 Great Plains Synfuels Plant and Weyburn の全体概要

プロジェクトの概要		
全 体	分類/状況	商用 CCS・操業中
	プロジェクト 実施者	【回収】 Dakota Gasification 【輸送】 Dakota Gasification 【貯留】 Cenovous、Apache
	運転開始年	2000 年
	実施地	【回収】 Great Plains Synfuel Plant（米 ノースダコタ州） 【貯留】 Weyburn（Cenovous）、Midale（Apache）（加 サスカチュワン州）
回 収	回収量	最大 3Mt/年
	排出源	Great Plains Synfuel Plant
	回収技術	Rectisol（物理吸着）
輸 送	輸送タイプ	パイプライン輸送
	輸送距離	330km（回収源から貯留地）
貯 留	貯留タイプ	EOR
	貯留層・深さ	地下 1.4km
インセンティブ等		1988 年に Dakota Gasification は米国エネルギー省から Great Plains Synfuel Plant を購入。 - IEA の GHG R&D プログラムとして CO₂ のモニタリングプロジェクトが実施されており、カナダ政府、州政府、米国政府から補助金が提供されている。
備考		- 現状では Great Plains Synfuel Plant からの CO₂ 排出量の約 3Mt/年を回収しているが、最大 3.5Mt/年を回収可能とするプロジェクトを検討。 - プラントフル稼働時に排出される CO₂ の約 2/3 を回収可能。

（出典）Dakota Gasification Company「CO₂ CAPTURE AND STORAGE」²⁶、Basin Electric Power

²⁶ <https://www.dakotagas.com/about-us/CO2-capture-and-storage/index>（参照：2023 年 3 月）

Cooperative「Basin Electric Power Cooperative」、Basin Electric Power Cooperative ウェブサイト
 27、カナダ政府「International Energy Agency Greenhouse Gas Weyburn – Midale CO2 Monitoring
 and Storage Project」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

Great Plains Synfuel Plant から回収される CO2 品質は表 3-6 に示すとおり。パイプラインは輸送する CO2 品質に合わせて構成が決定されており、本プロジェクトでは CO2 に含まれる水分が少ないため、特殊な合金を用いていない炭素鋼から直径 12~14 インチのパイプラインが作られている。また、業界慣行として CO2 中の含有成分が決まっているため、将来的なパイプラインの接続が可能となっている。本プロジェクトにおいては、CO2 中の H2S 濃度が高いため、基準値まで H2S を除去しなければ他のパイプラインと接続できないとされている。

表 3-6 パイプラインに注入される CO2 品質

Component	Kinder Morgan CO ₂ Pipeline Specs ⁵⁰	Ethanol Plant ⁵¹	Great Plains Synfuels Plant ⁵²	Gas Processing Plant ⁵³	Coffeyville Resources Ammonia- UAN Fertilizer Plant ⁵⁴	Food-Grade CO ₂ Specs ⁵⁵
CO ₂	≥ 95 vol%	> 98 vol%	96.8 vol%	≥ 96 vol%	99.32 vol%	≥ 99.9 vol%
Water	≤ 30 lb/MMcf	Dry	< 25 ppm	≤ 12 lb/MMcf	0.68 vol%	≤ 20 ppmw
H ₂ S	≤ 20 ppmw		< 2 vol%	≤ 10 ppmw		≤ 0.1 ppmv
Total Sulfur	≤ 35 ppmw	40 ppmv	< 3 vol%	≤ 10 ppmw		≤ 0.1 ppmv
N ₂	≤ 4 vol%	0.9 vol%	0 ppm			None
Hydrocarbons	≤ 5 vol%	2300 ppmv	1.3 vol%	≤ 4 vol%		CH ₄ : ≤ 50 ppmw; others: ≤ 20 ppmw
O ₂	≤ 10 ppmw	0.3 vol%	0 ppm	≤ 10 ppmw		≤ 30 ppmw
Other	Glycol: ≤ 0.3 gal/MMcf		0.8 vol%			≤ 330 ppmw
Temperature	≤ 120°F	120°F	100°F	≤ 100°F	100°F	

(出典) NETL「A Policy, Legal, and Regulatory Evaluation of the Feasibility of a National Pipeline
 Infrastructure for the Transport and Stotage of Carbon Dioxide」

表 3-7 CO2 中の含有成分の基準値（業界慣行）

成分	基準値
N2、CH4	各 5%以下、もしくは合計 10%以下
H2S	危険性を伴うため十分な安全体制の構築が必要
酸素	10 または 20ppm 以下
水	20~30lbs/MMcf

(出典) NETL「A Policy, Legal, and Regulatory Evaluation of the Feasibility of a National Pipeline
 Infrastructure for the Transport and Stotage of Carbon Dioxide」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

²⁷ <https://www.basinelectric.com/News-Center/news-releases/Great-Plains-Synfuels-Plant-potential-to-be-largest-coal-based-carbon-capture-and-storage-project-to-use-geologic-storage> (参照：2023 年 3 月)

Great Plains Synfuel Plant から回収される CO₂ は 19 \$/t で取引されていると見積もられている。また、パイプラインの建設コストは当時の価格で 37,300 \$/in.diameter-mile であったが、建設コストの 15~35%を占める炭素鋼の価格の高騰により建設コストは上昇していると見積もられている。また、地形に応じてパイプラインのコストは異なるとされており、本プロジェクトでは 3 本の川を横断するため、地点によって単価が異なっている可能性がある。

表 3-8 各地形におけるパイプラインコスト

Terrain	Capital Cost (\$/in-mi)
Flat, dry	\$50,000
Mountainous	\$85,000
Marsh, wetland	\$100,000
River	\$300,000
High population	\$100,000
Offshore (150-foot [ft] – 200-foot depth)	\$700,000

(出典) NETL 「Carbon Dioxide Transport and Storage Costs in NETL Studies」

3.1.4. Alberta Carbon Trunk Line

カナダ Alberta 州の産業クラスターに位置する製油所と肥料工場から、CO₂ 回収およびパイプライン輸送し、同州の Clive 貯留層に EOR するプロジェクトである。本プロジェクトの総コストは \$ 1.2 billion となっており、そのうちカナダ政府から \$ 63.2million、州政府から \$ 495million が補助されている。プロジェクトの詳細は以下の表のとおり。

表 3-9 Alberta Carbon Trunk Line の全体概要

プロジェクトの概要		
全体	分類/状況	商用 CCS/操業中
	プロジェクト	【回収】 NWR（製油所）、Nutrien（肥料工場）
	実施者	【輸送】 Wolf Midstream 【貯留】 Enhance Energy
	運転開始年	2020 年
	実施地	【回収】 Alberta Industrial Heartland（Alberta） 【貯留】 Clive oil field（Alberta）
回収	回収量	1.6Mt/年（製油所：1.3Mt/年、肥料工場：0.3Mt/年）
	排出源	製油所：North West Strugeon Refinery（NWR） 肥料工場：Nutrien Redwater Fertilizer Facility（Nutrien）
	回収技術	製油所：Rectisol（物理吸収法による工業分離） 肥料工場：Benfield process（炭酸カリウムによる工業分離）
輸送	輸送タイプ	陸上パイプライン（Wolf Midstream）
	輸送距離	240km（Alberta Industrial Heartland から Clive oil field）
貯留	貯留タイプ	EOR
	貯留層・深さ	約 1,800km
インセンティブ等		全コスト \$1.2billion のうち、カナダ政府が \$63.2 million、州政府が \$495 million 拠出。
備考		- CO₂ を 10Mt まで貯留する予定（ポテンシャルは 18.8Mt） - 世界最大の CCS プロジェクト

（出典）Enhance Energy Inc. and North West Redwater Partnership「KNOWLEDGE SHARING REPORT DIVISION A: SUMMARY REPORT」、アルバータ州政府「Alberta Carbon Trunk Line」²⁸
よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

CO₂ を輸送するための、全長 240km のパイプラインとコンプレッサーは、Wolf Midstream 社が \$ 470million をかけて設置された。パイプラインは、現状の CO₂ 回収量 1.6Mt/年であるが、最大 14.6Mt/年の輸送容量となっており、コンプレッサーは 1 日あたり 4,400t の CO₂ を圧縮可能となっている。また、パイプラインは直径 12 インチ、Grade448

²⁸ <https://majorprojects.alberta.ca/details/Alberta-Carbon-Trunk-Line/622>（参照：2023 年 3 月）

(カナダ規格協会が定める規格) の厚さ 12.7mm の炭素鋼パイプが用いられており、一部直径 16 インチ、Grade448 の厚さ 14.3mm の炭素鋼パイプも用いられている。加えて、パイプラインの金属表面の腐食を防ぐために陰極防食法が採用されている。

安全に CO₂ を輸送・貯留するために、Alberta 州のパイプライン法および規制で指定されているリーク検出要件「Recommended Practice for Liquid Hydrocarbon Pipeline System Leak Detectio」に基づいたモニタリングが実施されており、パイプライン中の CO₂ の圧力や温度を計測し、異常が見られた場合は、パイプライン全体で 17 箇所設置されているバルブを閉じられるようになっている。また、貯留の安全性を確保するために、Clive 貯留層に CO₂ を圧入する前に CO₂ の品質を検査している。CO₂ の品質要件は以下のとおり。

表 3-10 CO₂ 品質要件 (Alberta Carbon Trunk Line)

品質要件
・ 最小 95mol% の CO₂ ・ 露点が-33℃を超えない 2mol%以下の炭化水素 ・ CO₂ に含まれるアミン等 3lb/mm scf 以下 ・ 10lb/mm scf 以下の水分 ・ H₂S が体積あたり 4ppm 以下 ・ 硫黄が体積あたり 16ppm 以下 ・ N₂、H₂、CO、AR、CH₄ が体積あたり 1.0%未満かつ不活性物質 4%未満 ・ 0.1%未満の O₂ ・ SO_x または NO_x が体積あたり 100ppm 以下 ・ Hg が体積あたり 1ppbHg 未満 ・ 固体粒子を含まない

(出典) Enhance Energy Inc. and North West Redwater Partnership 「KNOWLEDGE SHARING
REPORT DIVISION A : SUMMARY REPORT」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

3.1.5. Longship

セメントプラントと廃棄物焼却施設から CO₂ を回収し、船舶およびパイプラインで輸送し、塩水層に貯留するプロジェクトである。なお、Longship プロジェクトのうち、輸送・貯留については Northern Lights と呼ばれている。2024 年の中期まで 1.5Mt/年の CO₂ (Phase1)、2026 年までに 5.0Mt/年の CO₂ (Phase2) の貯留が目指されている。本プロジェクトは PCI (Project of Common Interest) のステータスを獲得しているため、Longship の回収プロジェクト (0.8Mt/年) と合わせて、欧州企業から CO₂ を受け入れることで、年間 CO₂ 貯留目標に到達する見込みである。プロジェクトの詳細は以下の表のとおり。

表 3-11 Longship の全体概要

プロジェクトの概要		
全体	分類/状況	商用 CCS・建設中
	プロジェクト実施者	Gassnova が Longship の調整機関として、回収~貯留の FEED を実施 【回収】Norcem、Fortum Oslo Varme 【輸送・貯留】Northern Lights (Equinor、Shell、Total)
	運転開始年	2024 年
	実施地	【回収】Bravik (Norcem)、Klemetsrud (Fortum Oslo Varme) 【貯留】ノルウェー沖 Aurora 地区
回収	回収量	0.8Mt/年 (Norcem 0.4Mt/年、Hafslund Oslo Varme 0.4Mt/年)
	排出源	Brevik のセメント工場/Norcem、 Klemetsrud の廃棄物焼却施設/Hafslund Olso Celsio
	回収技術	セメント工場：アミン化学吸収法 (Aker Carbon Capture) 廃棄物焼却施設：アミン化学吸収法 (Shell CANSOLV)
輸送	輸送タイプ	船舶輸送+パイプライン輸送
	輸送距離	船舶輸送 585km (Brevik からノルウェー西岸 (Øygarden)) 700km (Klemetsrud からノルウェー西岸) パイプライン 100km (ノルウェー西岸からノルウェー沖 Aurora 地区)
貯留	貯留タイプ	海底下の沖合深部塩水層
	貯留層・深さ	海底下 2,600m
インセンティブ等		政府からの直接補助金 - セメント工場 44 億 NOK (CAPEX 33 億 NOK、OPEX (10 年) 12 億)、直接補助金 38 億 NOK - 廃棄物焼却施設 65 億 NOK (CAPEX 43 億 NOK、OPEX (10 年) 22 億)、直接補助金 26 億 NOK - 輸送・貯留 141 億 NOK (CAPEX 93 億 NOK、OPEX (10 年) 48 億)、直接補助金 100 億 NOK
備考		本プロジェクトは PCI (Projects of Common Interest) のステータスを獲得しており、将来的に他国からの CO₂ を受け入れる想定

(出典) ノルウェー政府「Longship – Carbon capture and storage」

よりみずほりサーチ&テクノロジーズ作成

本プロジェクトでは、CO₂ の輸送にあたり、各排出源から陸上受入ターミナルまで船舶で輸送し、陸上受入ターミナルから塩水層までパイプラインで輸送することが計画されている。船舶について、2016 年時点の FS 調査²⁹では、輸送条件として高圧・中圧・低圧を想定した船舶設計を実施した結果、高圧と低圧条件では技術的課題が多いことから、中圧条件が選定されている。また、陸上受入ターミナルまでは 13~18bar の液化状態で輸送することが想定されている。2021 年 10 月に大連船舶重工集团公司 (DSIC) と、2024 年までに貨物容量 7,500m³、長さ 130m の船舶を 2 隻製造する契約が結ばれた³⁰。また、2022 年 12 月にも川崎汽船株式会社と、2024 年までに貨物容量 7,500m³ の船舶を 2 隻製造する契約が結ばれた³¹。

表 3-12 FS 調査における船舶輸送条件の比較 (Longship)

	低圧	中圧	高圧
条件	・ 6-8bar, -50℃	・ 15bar, -25℃	・ 45bar, 10℃
利点	・ 高密度 CO ₂ ・ LPG 船の知見 ・ タンクサイズがスケーラブル	・ 食品グレード品質の CO ₂ 輸送 経験 ・ 技術成熟	・ エネルギー消費が少ない ・ タンク容量がスケーラブル
課題	・ CO ₂ ドライアイス化の運用マ ージが小さい ・ エネルギー集約 ・ 高い絶縁要件	・ タンクに大量の鋼材 ・ タンク構造	・ 多くのスペース、多大な鋼材料 ・ 困難な配管 ・ 低 CO ₂ 密度

(出典) Gassnova「Feasibility study for full – scale CCS in Norway」

よりみずほりサーチ&テクノロジーズ作成

塩水層までのパイプラインについては、陸上受入ターミナルが位置するノルウェー西岸陸部から HDD 技術（水平方向採掘）で掘削された 650m のトンネルから海底に延びており、全長 100km 程度敷設される予定である。最初の 7km 地点までのパイプラインは-300℃の温度仕様、それ以降は-200℃の温度仕様となっており、さらに HDD 技術で掘削したトンネルは、液体 CO₂ の凍結を防ぐため、電気ヒーターで 1℃以上に加熱される設計となっている。また、パイプラインでの CO₂ の輸送にあたり、最大流量 1.5Mt/y (171t/h) の CO₂

²⁹ Gassnova「Feasibility study for full – scale CCS in Norway」

³⁰ Northern Lights ウェブサイト <https://norlights.com/news/northern-lights-awarding-ship-building-contracts/>（参照：2023 年 3 月）

³¹ 川崎汽船株式会社、Northern Lights JV DA「Northern Lights 社向け液化 CO₂ 船 2 隻の長期契約を締結~世界初のフルスケール CCS プロジェクト~」

を、45barg を超える圧力で輸送可能なポンプ設備も設置する予定である。加えて、将来的に複数の貯留地への CO2 貯留を計画しており、その拡張に対応するために Subsea facility の設置も予定している。なお、経済的な観点から Fedjie 近海の海底に設置することが考えられている。

本プロジェクトでは、表 3-13 に示す CAPEX および OPEX の補助金基準が設定されており、表 3-11 に示した直接補助金額はこの基準をもとに見積もられている。また、各事業者のインセンティブについても示唆されている。回収事業者については、CO2 削減分の EU ETS と炭素税の支払いが免除されることがあげられており、EU ETS の対象外の CO2（生物起源、廃棄物焼却起源）を回収した場合でも、EU ETS の取引価格に相当する金額を補償することが検討されている。ただし、EU ETS が対象外であっても炭素税が適用されていた場合は、その差額が補償される、もしくは支払う必要がある。加えて、輸送・貯留費用も免除される。輸送・貯留事業者（Northern Lights）については、Longship 以外の排出源からの CO2 貯留に伴う収益がインセンティブになる。ただし、10 年間のうちに一定の利益に達した場合は、政府と収益を分け合う必要がある。

表 3-13 Longship における補助金基準

	CAPEX	OPEX
Norcem	政府が規定されたレベルまで費用を全負担し、それを超える費用は 75% が支援される。	政府が 10 年間にわたって規定されたレベルまで費用を全負担し、それを超える費用は 75% が支援される。
Fortum Oslo Varme	政府が規定されたレベルまで費用を全負担し、それを超える費用は 75% が支援される。	政府が 10 年間にわたって規定されたレベルまで費用を全負担し、それを超える費用は 75% が支援される。
Northern Lights	政府が陸上施設、パイプラインの設置、および 2 隻の船舶の製造費用の 80% を支援。また、3 隻目の船舶の製造費用の 50% を支援、さらに最大予算まで貯留地の追加掘削の支援。	政府が 10 年間にわたって運用コストのうち 83%（10 年平均）を支援。年間貯留量が 150 万 t を超える場合は、CO2 総量に応じて費用を事業者と政府で配分。

（出典）ノルウェー政府「Longship – Carbon capture and storage」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

3.1.6. Porthos

ロッテルダム地域の製油所、水素製造プラントから CO₂ を回収し、北海の枯渇ガス田に輸送・貯留するプロジェクトである。枯渇ガス田の推定貯留量は 37Mt であり、15 年間にわたって 2.5Mt/年の CO₂ を回収・貯留することが計画されている。また、将来的に回収された CO₂ は貯留だけでなく、植物の促進栽培を行う温室園芸などの他産業での利用も検討されている。2023 年に最終投資決定し、2026 年から運用開始予定である。プロジェクトの詳細は以下の表のとおり。

表 3-14 Porthos の全体概要

プロジェクトの概要		
全体	分類/状況	商用 CCS・建設中
	プロジェクト実施者	【回収】 Air Liquide、Air Products、Exxon Mobil、Shell 【輸送】 Gasunie（パイプライン）、MAN Energy Solutions（コンプレッサー） 【貯留】 EBN
	運転開始年	2026 年
	実施地	【回収】 ロッテルダム港地域 【貯留】 北海
回収	回収量	2.5Mt/年
	排出源	ロッテルダム地域の製油所、水素製造プラント
	回収技術	アミン吸収や深冷分離等（各排出源により異なる）
輸送	輸送タイプ	パイプライン輸送
	輸送距離	陸上パイプライン 30km（ロッテルダム港ボトレックエリアからコンプレッサーステーションまで） 海底パイプライン 22km（コンプレッサーステーションからオフショアプラットフォームまで）
貯留	貯留タイプ	海底枯渇ガス田貯留
	貯留層・深さ	海底下約 3km
インセンティブ等		- Connecting Europe Facility Funding からプロジェクトに対して 1.02 億€の資金を提供 - 回収事業者に対してオランダ政府が設立した SDE++(sustainable energy transition subsidy schem) から最大 21 億€の補助金を拠出。
備考		- 本プロジェクトは PCI（Projects of Common Interest）のステータスを獲得している。 - 将来的に回収された CO₂ を貯留だけでなく、植物の促進栽培を行う温室園芸などの他産業で利用することも視野に入れている。

（出典）Porthos ウェブサイト ³²よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

³² <https://www.porthosco2.nl/project/>（参照：2023 年 3 月）

ロッテルダム地域で回収した CO₂ は、42 インチ径・30km の陸上パイプラインで 35bar の気体状態で輸送される。陸上パイプラインと海底パイプラインの接続時に、コンプレッサーステーションで 35bar から最大 130bar へ昇圧後、16 インチ径・22km の海底パイプラインにより液体状態で輸送される。また、CO₂ の注入にあたっては、注入前（坑口）、注入中、注入後の各段階で温度や流量などが測定される。

Porthos は CO₂ 輸送・貯留コスト概要を示しており、CO₂ 回収事業者は輸送・貯留にあたり表 3-15 に示すコストが請求される。料金は、主に事前に登録された輸送能力、貯留容量、加えて事業者が測定した CO₂ 量に基づいて算出される。プロジェクト初期においては、EUA（EU-ETS 取引価格）よりも CO₂ 回収・貯留コストの方が高いことが予測されるため、その差額を埋めることを目的に、SDE++ (Sustainable energy transition subsidy scheme) により 15 年間にわたって最大 21 億€の支援を受けることができる。補助金は最大 60€/t-CO₂ と設定されているが、実際に支給される補助金は CO₂ 回収・貯留コストと EUA の差額のみとなっている。そのため、EUA が CO₂ 回収・貯留コストを超えた場合は、支給が停止される。

表 3-15 輸送・貯留コスト (Porthos)

料金項目	定義・算定方法
FTCF (Fixed Transport Capacity Fee) 固定輸送容量料金	契約に基づいて登録された毎日の各時間の輸送能力 (t/時間) 合計に単価を乗じた料金。メンテナンスなどを実施している時間は除く。
SSF (Storage Space Fee) 貯留スペース料金	契約に基づいて登録された貯留容量の保管料金。貯留時間と貯留容量単価を乗じて算出。メンテナンスなどを実施している時間は除く。
TTCF (Transferable Transport Capacity Fee) 譲渡輸送容量料金	他ユーザーから購入した輸送容量に対する料金。他ユーザーから譲渡された輸送容量に単価を乗じて算出。メンテナンスなどを実施している時間は除く。
Variable Electricity Fee 変動電気料金	輸送・貯留システムに関連した電気料金。ユーザーが計測した CO ₂ 量に基づいて、総電気料金を比例配分して算出。
Variable CO ₂ Fee 変動 CO ₂ 料金	Porthos が負担した CO ₂ 漏洩分に対する EU-ETS 料金について、ユーザーが計測した CO ₂ 量に基づいて、比例配分して算出。
TCE Fee (Transport Capacity Exceedance Fee) 輸送容量超過料金	ユーザーが計測した CO ₂ 量が譲渡分も含めた輸送容量を超過していた場合、1t-CO ₂ /時間あたり 100€の支払いが求められる。
RRP (Ramp Rate Penalty) ランプレートペナルティー	ユーザーが計測した CO ₂ 量が、その前の時間の CO ₂ 量よりも 20%以上の変動がある場合、1t-CO ₂ /時間あたり 100€の支払いが求められる。

(出典) Porthos 「Standard CO₂ TRANSPORT AND STORAGE CONDITIONS」

よりみずほりサーチ&テクノロジーズ作成

3.1.7. Humber Zero

英国の Immingham とその周辺の地域の産業からの CO₂ を回収し、脱炭素化するプロジェクトとなっており、CO₂ 回収に加えて、水素製造の技術開発も目的としている。輸送・貯留については、V Net Zero および East Coast Cluster の 2 つのプロジェクトで開発されているインフラを利用する予定である。プロジェクトの詳細は以下の表のとおり。

表 3-16 Humber Zero の全体概要

プロジェクトの概要		
全 体	分類/状況	商用 CCS・建設中
	プロジェクト 実施者	【回収】Phillips 66、VPI-Immingham (Shell の回収技術) 【輸送】National Grid Ventures、Northern Endurance Partnership、Harbour Energy 【貯留】Northern Endurance Partnership、Habour Energy
	運転開始年	2027 年 (VPI-Immingham)、2028 年 (Phillips 66)
	実施地	【回収】Immingham 【貯留】Endurance、Rotiegend、Viking、Victor gas fields
回 収	回収量	8Mt/年 (2030 年までに Immingham 工業地帯で目指されている回収量)
	排出源	Humber Refinery、VPI Immingham combined heat and power plant
	回収技術	Cansolv CO ₂ technology (アミン、化学吸着)
輸 送	輸送タイプ	パイプライン輸送
	輸送距離	・貯留地点：Endurance →陸上パイプライン：120km (Drax から Easington)、海底パイプライン：103km ・貯留地点：Rotiegend、Viking、Victor gas fields →陸上パイプライン：53km、海底パイプライン：140km
貯 留	貯留タイプ	海底下の塩水層
	貯留層・深さ	・海底下 1.6km (Endurance) ・海底下 9,000 フィート (Rotiegend、Viking、Victor gas fields)
インセンティブ等		・ ISCF (Industrial Strategy Challenge Fund) : £ 12.7M (初期費用: £ 25M)
備考		・ ビジネス・エネルギー産業戦略省 (BEIS) が後援する UKRI が ISCF を設立。ISCF は 4 テーマ、23 課題を対象に資金提供を実施。本プロジェクトはクリーンな成長、産業の脱炭素化のプログラムにあてはまる。本プログラムは、phase1、2 に分かれており、phase1 ではプロジェクト計画を策定し、phase2 では phase1 のプロジェクトの中から実施するものが選定される。

(出典) Humber Zero ウェブサイト、Humber Zero 「TECHNOLOGY SELECTION REPORT」、UK Research and Innovation ウェブサイト³³よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

³³ <https://www.ukri.org/what-we-offer/our-main-funds/ukri-challenge-fund/> (参照：2023 年

V Net Zero は、Immingham 地域から回収した CO₂ の輸送・貯留プロジェクトである。2027 年から稼働予定となっており、2034 年までに最大 11Mt/年以上の CO₂ 貯留が目指されている。本プロジェクトは 2018 年までに稼働していた Lincolnshire Offshore Gas Gathering System (LOGGS) と呼ばれる天然ガス回収設備（ガスターミナル、海底パイプライン）を再利用している。Immingham 地域で回収した CO₂ は 53km にわたる陸上パイプラインで Theddlethorpe と呼ばれるガスターミナルまで輸送され、海底パイプラインと接続される。海底パイプラインは貯留地から 23km の地点までは新設されるが、それ以外の 120km は既存パイプラインが再利用される。ただし、ガスターミナルから海に至るまでの陸部のパイプラインは取り換えが予定されている。また、既存パイプラインは、元々は天然ガスを輸送していたため、CO₂ 腐食評価等が実施されており、CO₂ 輸送に適しているという結果が得られている。

East Coast Cluster は、Humber 地域と Teeside 地域から排出される CO₂ の輸送・貯留プロジェクトとなっており、地域ごとに陸上および海底パイプラインが敷設されるが、貯留地は共通の海域帯水層が利用される予定。陸上パイプラインについては、East Coast Cluster の一部である Humber Low Carbon Pipeline プロジェクトで建設され、Humber Zero プロジェクトだけでなく、Humber 地域で進められているいくつかの回収プロジェクトと共通インフラとして利用が予定されている。

英国政府は、CCUS への民間投資を呼び込むために、CCS Infrastructure Fund の Cluster Sequencing process の中で輸送・貯留、産業用 CCUS、CCUS 付き発電のビジネスモデルが検討されている。輸送・貯留のビジネスモデルとしては、基本的に輸送・貯留事業者は、パイプラインおよび貯留層の利用者からの料金が収益となるが、許容収益を満たさない場合は、消費者・納税者から徴収して収益を確保することが検討されている³⁴。

³⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/carbon-capture-usage-and-storage-ccus-business-models>（参照：2023 年 3 月）

3.2. CO2 サプライチェーン要素技術毎の動向

3.2.1. CCUS サプライチェーンの全体像

CCUS のサプライチェーンは「分離回収プロセス」、「輸送プロセス」、「利用プロセス」、「貯留プロセス」に大別される。CCUS のサプライチェーン及び各プロセスにおける要素技術は下図のとおりである。本調査では、特に「輸送プロセス」と「貯留プロセス」について詳細を整理する。

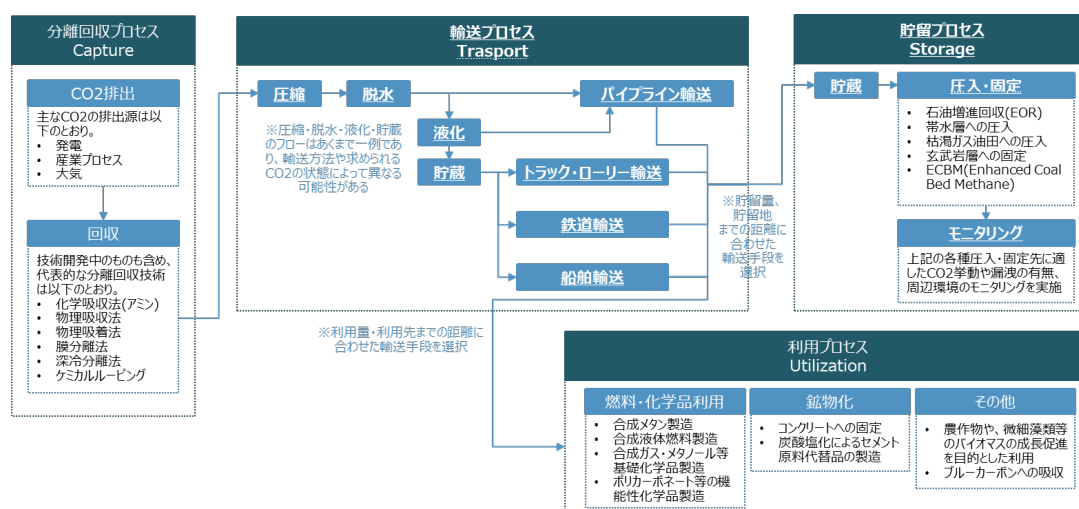


図 3-5 CCUS サプライチェーンの全体像

(出典) みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

3.2.2. 要素技術の技術成熟度

輸送プロセスの要素技術はほとんどが商業段階である。ただし、大規模船舶輸送は世界的にも導入されている実績がなく、今後技術開発が必要な要素であることから、TRL3 となっている。

貯留プロセスの要素技術は石油・ガス事業の既存技術がベースであるため、TRL は商業レベルである。ただし、比較的新しい貯留先である玄武岩層への固定や ECBM の技術は技術開発～実証レベルとなっている。

表 3-17 輸送・貯留プロセスの要素技術の技術成熟度 (TRL)

プロセス	要素技術	TRL*
輸送	脱水・圧縮・液化等	9
	パイプライン	8-9
	トラック・ローリー	8-9
	鉄道	8-9
	船舶(飲料・食品向けの小規模運送)	9
	船舶(沖合貯留等向けの大規模輸送)	3
	石油増進回収(EOR)・モニタリング	9
貯留	帯水層への圧入・モニタリング	9
	枯渇ガス田・油田への圧入・モニタリング	5-8
	玄武岩層への固定	2-6
	ECBM(Enhanced Coal Bed Methane)	2-3

(出典) みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

表 3-18 IEA-GHG による CCS の TRL の定義

CATEGORY	TRL	DESCRIPTION
Demonstration	9	Normal commercial service
	8	Commercial demonstration, full-scale deployment in final form
	7	Sub-scale demonstration, fully functional prototype
Development	6	Fully integrated pilot tested in a relevant environment
	5	Sub-system validation in a relevant environment
	4	System validation in a laboratory environment
Research	3	Proof-of-concept tests, component level
	2	Formulation of the application
	1	Basic principles, observed, initial concept

(出典) GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」

3.2.3. 要素技術の概要と動向

(1) 圧縮・液化プロセス

脱水や圧縮、液化等の輸送の前段階における技術は、効率や安定性の向上を目的とした技術改良は継続しているものの、基本的には成熟した技術である。CO₂ は既に産業ガスとしてローリーやポンペを利用して流通している。

圧縮・液化には、遠心式コンプレッサーやレシプロコンプレッサーが利用されている。脱水技術にはいくつか種類があるが、天然ガス産業でも利用されているトリエチレングリコール（TEG）の例を以下に挙げる。米国エネルギー省の調査³⁵では、2050 年における CO₂ 分離回収技術では本手法が最も採用される見通しとなっている。

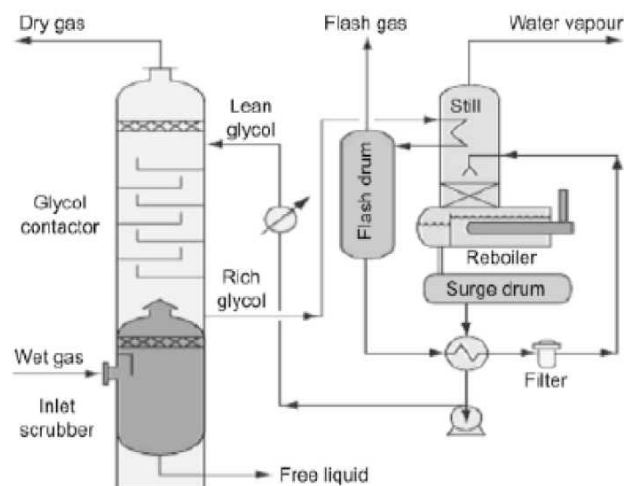


図 3-6 脱水工程の一例

（出典）DOE 「Carbon Capture, Transport, & Storage Supply Chain Deep Dive Assessment」

³⁵ DOE 「Carbon Capture, Transport, & Storage Supply Chain Deep Dive Assessment」

(2) パイプライン輸送プロセス

陸上・海上共に、米国を中心とした海外で既に商業的に実績がある輸送方法であり、輸送量が大規模かつ輸送距離が短～中距離の場合に最も低コストの輸送方法となる。

圧力は、気相または液相・超臨界相のいずれかの状態で輸送しており、温度条件が 5～25℃の場合、気相は 4.5MPa、液相・超臨界相は 7.4MPa 以上（輸送中に超臨界相状態を維持するため 10MPa 以上が好ましい）となる。他の条件が同じであれば、液相・超臨界相の方がパイプラインの直径が小さく低コストになる場合が多いため、液相・超臨界相での輸送が選択される場合が多い。

CO₂ パイプラインの設計は、天然ガスパイプラインと同様であると考えられることが多いが、幾つか異なる点がある。一般的に超臨界相で輸送されるため、CO₂ 圧力は 1,800～2,700 psi/in² (psi: pound per square inch、12.4～18.6 MPa 相当) であり、200～1,500 psi (1.38～10.3 MPa) という一般的な天然ガスパイプラインの操業圧力よりも高い傾向にある。高圧を維持するためパイプラインの途中にブースターステーション（ポンプ）が必要である。CO₂ 輸送パイプラインは、天然ガスパイプラインと同じ材料で作ることができるが、高圧であるため、天然ガスパイプラインと比較してより壁の分厚いパイプが必要となる。

CO₂ パイプラインの運用・保守は天然ガスパイプラインと基本的に同様で、主にパイプラインの監視や定期的な検査、CO₂ 流量の計測、必要に応じた遮断・起動が必要となる。パイプライン検査ピグとは、パイプラインに発生する腐食・変形等の様々な欠落を、操業を止めずに検査する装置で、天然ガスや石油パイプラインに使用されている技術である。また、CO₂ 流量の測定装置は、天然ガス等の測定にも利用されるベンチュリーメーターやオリフイスメーターなどが利用可能である。

CO₂ パイプラインコストは建設コスト、運用維持費（人件費・メンテナンス費・燃料費）、プロジェクト終了時の廃棄コストが含まれる。CO₂ パイプラインの建設コストは一般的に、使用するデザインと材料、必要なパイプラインの長さ、システムの構造（サブパイプラインの本数やハブの有無など）、エネルギー消費量、規制・許認可対応、設計と操業の規格などに影響を受ける。

下図に、1991～2003 年に米国で建設されたパイプラインの建設コストの平均割合を示す。また、別の研究では天然ガス等のパイプラインと比較すると平均して 10%程度高コストであることもわかっている。

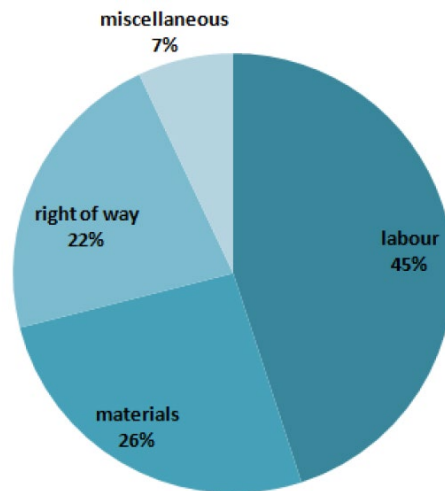


図 3-7 パイプラインコストの内訳

(出典) GCCSI 「CARBON DIOXIDE (CO₂) DISTRIBUTION INFRASTRUCTURE」

具体的なパイプラインの敷設状況は下図のとおりである。また、次頁に米国の既知のパイプラインを事例として、特徴とコストをまとめる。パイプラインコストが広範囲に及ぶ理由は、様々なタイプの地形や条件（湿地、平地または山地、都市）による建設の課題、およびパイプラインやユーティリティのアクセスに係る土地利用権といった課題に関連している。



図 3-8 米国の CO₂ パイプライン敷設状況

(出典) NPC 「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER SIX」 よりみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

表 3-19 米国の既知の CO2 パイプラインの特徴

パイプライン名	Green Pipeline	Greencore Pipeline	Seminole Pipeline	Coffeyville Pipeline	Webster Pipeline	EMMA Pipeline	TCV Pipeline, LLC
会社	Denbury Gulf Coast Pipelines, LLC (LA)、Denbury Green Pipeline-Texas, LLC (TX)	Greencore Pipeline Company, LLC	Tabula Rasa Energy, LLC	Perdure Petroleum, LLC	Denbury Green Pipeline - Texas, LLC	Tabula Rasa Energy, LLC 社	Texas Coastal Ventures, LLC
状態	LA/TX	WY/MT	TX	KS/OK	TX	TX	TX
建設年	2009-2010	2011-2012	2012	2013	2013	2015	2016
パイプライン長さ (マイル)	320	232	12.5	67.85	9.1	2	81
パイプライン直径 (インチ)	24	20	6	8	16	6	12
最大使用圧力 (psig)	2,220	2,220	1,825	1,671	2,220	2,319	2,220
総コスト (\$/マイル)	\$3,044,000	\$1,372,700	\$480,000	\$928,500	\$3,190,000	\$750,000	N/A
直径あたりコスト (\$/直径インチ・マイル)	\$126,823	\$68,635	\$80,000	\$116,062	\$199,176	\$125,000	N/A
備考	Galveston 湾と交差する広大な湿地帯や湿地帯に立地	35%が公有地・州有地、65%の私有地における用地利用権を獲得している	-	パイプライン下部の岩石が施工上の課題であり、主なボーリング必要条件であった。	郊外地域に大きな影響を与える通行権が必要であり、パイプラインの 60%以上が水平方向の掘削によって敷設されたため、建設コストが大幅に増加した	-	Hilcorp Energy I, L.P. (50%) と、Petra Nova LLC (50%) 農場と放牧地に敷設され、大部分が他のパイプラインや送電線と併置されている。

(出典) NPC 「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER SIX」 よりみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

メキシコ湾岸、パーミアン盆地、ロッキー山脈地域で運用されている各パイプラインシステムには、CO₂ の品質基準が定められている。以下に示す通り、不純物や汚染物質の分類はシステム間で共通であるが、それぞれの限界値はわずかに異なる。

表 3-20 米国の CO₂ パイプラインにおける CO₂ 品質基準

対象物質	基準	不純物が影響を与える対象とその概要
CO ₂ 純度	95%-体積	パイプライン：CO₂ 純度が低いと、一定量の CO₂ を輸送するための配管の直径または圧力が増加。また、水の含有許容水準がより厳しくなる。
水分	12 ~ 45lbs/MMcf(体積比 250~950ppm)未満	パイプライン：パイプラインの腐食とハイドレート形成につながる可能性がある。
硫化水素	重量比 10~45ppm 未満	- パイプライン：腐食の懸念がある。H₂S が多く含まれると、パイプラインの水素誘起割れにつながる可能性がある。 - 圧入(EOR)：H₂S が多く含まれると、EOR の最小混和圧(MMP)を低下させる可能性がある。
窒素	体積比 0.9~4%未満	- 周辺設備：N₂ 水準が高いと、より大きなポンピング/圧縮を必要とする。 - 圧入(EOR)：N₂ 水準が高いと、EOR の MMP を上げてしまう。
総硫黄	重量比 10~35ppm 未満	パイプライン：硫黄酸化物(SO_x)と窒素酸化物(NO_x)は、腐食性の酸を生成する可能性がある。
酸素	体積比 10ppm 未満	圧入(EOR・帯水層)：酸素の基準は貯留設備および EOR に関連する設備の技術要件に従って設定される。O₂ レベルが高いと、地層における微生物や藻類の成長や腐食の可能性がある。
炭化水素	体積比 4~5%未満	- パイプライン：CO₂ レベルが高く、水が含まれる場合、酸を発生させ腐食の可能性がある。 - 周辺設備：CH₄ がより高い場合、より大きなポンピング/圧縮を必要とする。水素がより高い場合、追加のポンプ/圧縮、潜在的な破損の問題の軽減が必要となる。 - 圧入(EOR)：メタンや水素がより高いレベルで含まれる場合は、EOR の MMP が増加する。
温度	90°F~120°F未満(32.2~48.9°C未満)	パイプライン：高温は外部パイプコーティングを損傷し、パイプラインの密閉性に影響を与える可能性がある。逆に極端な低温は、パイプラインの建設に使用される金属に影響を与える可能性がある。
グリコール	0.3gallons/MMcf	周辺設備：グリコール濃度が高くなるとポンプシールに損傷を与える可能性がある。
配送圧力	1,200 ~ 2,200psig(8.27 ~ 15.17 Mpa)	コスト：高圧状態を維持することで、輸送コストを削減することができる。

(出典) NPC 「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER SIX」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

米国では、過去に数件、CO₂ パイプラインの事故が発生している。特に被害額が多かった事故は 2020 年ミシシッピ州で起きた事故で、そのうちの 1 つは大雨が引き起こした土砂崩れによるひずみが原因でパイプラインが破裂し CO₂ が放出・気化し、付近の住民 200 人

が避難、45 人が病院へ搬送される事故となった。

表 3-21 米国における CO2 パイプラインに関連する事故の件数・被害額等の推移

Calendar Year	Number	Fatalities	Injuries	Total Cost Current Year Dollars	Barrels Spilled	Net Barrels Lost
2002	1	0	0	\$5,530	312	312
2003						
2004	2	0	0	\$101,680	8,180	8,180
2005	1	0	0	\$5,214	2,394	2,394
2006	4	0	0	\$954,292	25,066	25,066
2007	4	0	1	\$146,305	24,540	24,540
2008						
2009	3	0	0	\$187,991	1,074	1,074
2010	2	0	0	\$252,170	299	299
2011	2	0	0	\$200,762	2,532	2,532
2012						
2013	3	0	0	\$300,933	44	44
2014	3	0	0	\$33,065	2,157	2,157
2015	5	0	0	\$51,911	1,241	1,241
2016	6	0	0	\$65,730	1,708	1,708
2017	3	0	0	\$124,516	207	207
2018	3	0	0	\$310,203	330	330
2019	2	0	0	\$389,170	442	442
2020	3	0	0	\$4,114,824	50,870	50,870
2021	2	0	0	\$12,412	736	736
Grand Total	49	0	1	\$7,256,707	122,132	122,132

PHMSA Pipeline Incidents: Multi-Year Averages (2002-2021)
Incident Type: Significant System Type: HAZARDOUS LIQUID State: (All Column Values)
Offshore Flag : (All Column Values) Commodity: CO2

(出典) DOT ウェブサイト ³⁶

表 3-22 ミシシッピ州における CO2 パイプライン事故の概要

地域	ミシシッピ州サタルティア	ミシシッピ州マディソン
年	2020 年 2 月	2007 年 6 月
運営	Denbury Gulf Coast Pipelines LLC	Enmark Energy, INC
概要	大雨後土砂崩れが発生。PL の溶接部に過度のひずみが発生 パイプラインの破裂地点から、9,532 バレルの液化 CO2 が放出し、気化	第 3 者の掘削によるパイプライン損傷 50 バレルの液化 CO2 が漏えい
被害	破裂地点近くの住民 200 人が避難。45 人が病院に搬送 被害総額は 4,025,722 ドル	けが人 1 名 被害総額は 33,780 ドル
その後の対応	気候変動、地学的ハザード、土壌安定性の問題によるリスクに対処するため、運営会社の認知とリスク緩和の努力 近隣住民による緊急対応の認識を確実にする取り組み 2022 年 5 月に、DOT が「Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration」を公開。CO2 パイプラインの安全性に関して、新しい安全規則の計画を発表	(情報なし)

(出典) DOT 「Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

³⁶ <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/pipeline-incident-20-year-trends>
(参照：2023 年 3 月)

(3) トラック・ローリー輸送プロセス

陸上のトラック・ローリー輸送は、既に商業的に利用されている方法である。主に小規模需要（数 kg～1 トン未満）に対してはボンベや LGC（超低温液化ガス容器）をトラックで輸送する方法、中規模需要（数十トン）に対しては液化ローリー輸送方法が選択される。

日本国内で運行される液化ローリー車のほとんどは 8~10 トン車で、-20℃、2MPa で輸送されている。海外では、IEAGHG によると 2~30 トンの範囲まであり、一般的に-30℃、1.7MPa である。

(4) 船舶輸送プロセス

排出源と貯留サイト間に海がある場合や、輸送距離がパイプライン輸送に比べて長距離である場合は、船舶輸送が採用される。船舶輸送技術は、-20℃・2MPa の小規模船舶技術は存在するものの、大容量・長距離輸送に適した CCUS 向けの低温・低圧（-50℃・0.9MPa 付近）船舶輸送技術の確立が課題となっている。低温・低圧は CO₂ の三重点に近く、輸送中にドライアイス化のリスクがあるため精密な制御・タンクの設計が必要となる。

大規模 CCS 向けの船舶輸送実証がノルウェーで実施されているが、2024 年までに開始予定のフェーズ 1 は中温・中圧での 7,500m³（7,500 トン）規模の実証となる。一方、国内で 2024 年開始が目指される CO₂ 大量輸送のための船舶輸送実証事業では低温・低圧が実証される予定である。

表 3-23 船舶輸送に関連するプロジェクトの概要

プロジェクト	国	技術概要など
Northern Light (Longship プロジェクトの輸送・貯留プロセス)	ノルウェー	- フェーズ 1 では FS 調査の結果、中温・中圧（平均 -28.5℃・1.4MPa）が採用され、大連造船（中国）が船舶エンジニアリングを担当。 - フェーズ 2 は未定だが、低温・低圧が検討される予定。
船舶による CO ₂ 大量輸送技術確立のための技術開発および実証事業（NEDO）	日本	- 低温・低圧を検討。 - LCO₂ の圧力制御等は川崎汽船、日本ガスライン、お茶の水女子大学が、船舶管理は山友汽船が、船舶エンジニアリングは三菱造船が担当。
Deep Cstore1 プロジェクト	豪州	- タンクの条件は未定。 - 船舶管理は商船三井が担当。
東海ガス田 CCS 事業	韓国	- タンクの条件は明らかにされていないが、容積は 74,000m³ で世界最大級 - 現代重工、Korea Shipbuilding & Offshore Engineering（韓国）が船舶エンジニアリングを担当。

（出典）みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

Northern Lights プロジェクトでは、DNV が低温・低圧の LCO₂ 輸送船の運用・保守に関する検討プロジェクト「CETO : CO₂ Efficiently Transported via Ocean joint industry project (JIP)」を実施予定である。本プロジェクトは、低温・低圧の輸送船における技術的な不確実性を軽減させるため、8 つのワークパッケージに分けて実証試験やシミュレーショ

ン、研究を行うものである。船舶輸送の運用および保守に関して、LCO₂ 船の設計、材料の選択と試験、貨物の取り扱いに関する中規模の試験とプロセスシミュレーション、液化、低圧下での CO₂ の挙動の試験を実施する予定である。

(5) 貯留・モニタリングプロセス

CO₂ の圧入・モニタリング技術は主に石油・ガス産業における技術を利用でき、基本的な技術は確立されている。

圧入は超臨界 CO₂ の状態で地下 800m 以上の地層に貯留する。CO₂ の地中貯留プロジェクトは適地選定、圧入設備の建設、圧入、閉鎖の順で進み、これらの工程に沿って、地質モデリング技術、掘削技術、圧入技術、貯留層シミュレーション技術等が圧入技術として挙げられる。これらの技術は天然ガスや石油等の資源開発の技術が利用可能である。

「トラッピングメカニズム (CO₂ が地中に圧入後、地中に留まりつづけ不動状態となること)」としては、「構造トラップ (遮へい層下で不動状態となること)」、「残留ガストラップ (岩石中の粒子の孔隙間の亀裂に入りトラップされること)」、「溶解トラップ (遮へい層下にある貯留層に圧入後、次第に地層流体に溶解すること)」、「鉱物沈殿トラップ (既存の岩石と化学反応し、炭酸塩鉱物として沈殿、トラップされること)」の 4 つが挙げられる。

圧入先の条件として、貯留層の上に遮へい層があること、遮へい層が完全にトラッピングが可能なこと、十分な貯留容量と等価性が確保されていること、超臨界を保つ深度にあることが挙げられる。具体的な貯留層の種類は下表のとおりである。

表 3-24 貯留層の種類と概要

概要	
枯渇油ガス田	枯渇ガス油田はもともと石油やガスが蓄積されており貯留の完全性・安全性が実証されていること、地層構造の調査やモニタリング技術が既存産業で開発されていること、既存インフラが活用できる可能性があることなどから、貯留適地として考えられている。
帯水層	帯水層は孔隙が多く、水などの流体を通しやすい地層であり、空隙の中は水(あるいは塩水)で満たされている。必要とされる技術は EOR など油田・ガス田への貯留と同様であるが、圧入された CO ₂ の移動を阻止するトラップ構造(遮へい層)と、貯留を行える十分な空隙(貯留層)を必要とする。
CO ₂ -EOR	CO ₂ -EOR(Enhanced Oil Recovery)は、地下の原油層に高压の CO ₂ を圧入して原油層内の圧力を維持し、さらに、原油の粘性、界面張力を低下させ流動性を高め、原油の回収率を高める技術であり、米国を中心に商業的に成立。
玄武岩層固定	玄武岩層には、一般的にミクロな孔隙やマクロな亀裂が存在し、そこに液体または超臨界状態の CO ₂ や CO ₂ が溶解した海水を注入すると、玄武岩に含まれる金属イオンと CO ₂ との化学反応により炭酸塩鉱物を形成することで固定する(形成には数年程度)。
ECBM	ECBM は、採掘不能な石炭層に CO ₂ を注入することによって、石炭に吸着しているメタンに優先して CO ₂ が吸着され、メタンを置換するもの。

(出典) GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」、NETL ウェブサイト³⁷

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

モニタリングは CO₂ が地下に貯留され続けていること(貯留層からの CO₂ 漏洩の有無)の確認、及び CO₂ 漏出等により環境への悪影響がないかを確認するために実施する。モニ

³⁷ <https://www.netl.doe.gov/carbon-management/carbon-storage/faqs> (参照：2023 年 3 月)

タリング対象や目的により、適切な手法が選択される。

表 3-25 モニタリングの種類と概要

概要	
圧入 CO ₂ 及び貯留層の性状	坑井モニタリング 等
地層内における CO ₂ の挙動	弾性波探査／電磁探査・電気探査／重力探査／微小振動観測 等
貯留層からの漏洩、貯留層上層への移動	弾性波探査／音響探査／坑井モニタリング 等
大気又は海水への漏出	海洋モニタリング／フラックス測定／地下水、土壌ガスサンプリング 等

モニタリングコストは選択する手法や調査回数、期間によって異なるが、以下に事例を示す。

表 3-26 モニタリングコストの例

プロジェクト名	分類	モニタリングコスト	備考
Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership Niagaran Reef CO ₂ -EOR Industrial-scale Demonstration	実証 CCS	<u>\$1.23USD/t</u> \$208,000USD/y(2004-2017) Total \$2,700,000USD	コストには、圧入井の設置・建設、技術スタッフおよび管理サポートは含まない。
Quest Carbon Capture and Storage Facility	商用 CCS	<u>\$1.5-2.0CAD/t</u> \$1,500,000-2,000,000CAD/y (2015-2019) Total \$20,250,000	-
Sleipner CCS Project	商用 CCS	<u>~€2.0/t</u> ~€2,000,000/y(1996-2018) Total ~\$42,000,000	-
Mountaineer Product Validation Facility CCS Project	実証 CCS	<u>\$63.0USD/t</u> \$294,320/y(2009-2011)	-

(出典) IEAGHG 「Technical Report Monitoring and Modelling of CO₂ Storage: The Potential for Improving the Cost-Benefit Ratio of Reducing Risk」 よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

3.3. CO₂ サプライチェーンコストとコストダウンの方向性

3.3.1. Global CCS Institute による分析事例

Global CCS Institute（以下 GCCSI）により分析されている CCS のコスト構造は以下のとおりである。各要素のコストは、プロジェクト固有のものであり、資本金、設備、人件費、エネルギー、その他の消耗品のコストは、施設の規模や場所によって大きな違いがある。技術は重要なコスト要因であるが、それだけが唯一の要因だけではないことに留意する必要がある。各プロセスのコストの詳細を次より示す。

表 3-27 CCS コスト構造とコスト因子の分析

プロセス	コスト構造	コスト因子
分離回収	- 排出原からの CO₂ 分離回収コスト - CO₂ 精製コスト（基本的には体積比で 95%以上の純度）	- CO₂ ガスの分圧、つまり濃度が低いほど、また、回収規模が小さいほどコストが増加する。 - 規模の経済の他、モジュール化、エネルギー転換や排熱の利用、プロセスの最適化、次世代技術との組み合わせを通じて、CO₂ 回収コストを削減することは可能である。
液化・圧縮	CO₂ 輸送方法に合わせた、脱水および圧縮・液化コスト	- コンプレッサーの CAPEX と、駆動に係るエネルギーコストが主なコスト因子。エネルギーコストは流量に比例して大きくなる一方、CAPEX は流量が増えるほど CO₂ トン当たりのコストは低減する。 - 技術革新・成熟によるコスト低減はさほどないと予想されている。
輸送	CO₂ のパイプライン、船舶、車両による輸送コスト	- パイプライン輸送の主なコスト因子は CO₂ の形態（コストは気相＞密相）、規模（流量が増えるほどコスト減）、距離（長距離なほどコスト高）。 - 中程度規模以上の場合、輸送距離が非常に長くなると、船舶輸送がパイプライン輸送に比べて経済的に有利になる。
貯留・モニタリング	- CO₂ 圧入コスト - 圧入後のモニタリングおよび検証コスト	- コスト因子として、サイトの選択（オフショア/オンショア、特定サイトの知見の有無、既存インフラの有無など）、貯留事業の展開状況（ノウハウが蓄積されることでコスト減につながる）、技術革新（デジタルイノベーションなど）が挙げられる。 - 既存のデータとインフラストラクチャの再利用が可能な陸上サイトが最もコストが低い。オフショアサイトではデータがほとんどないためコスト高になりやすく、さらに再利用するインフラがない場合は最もコストが高くなることがわかっている。

（出典）GCCSI「Technology Readiness and Costs of CCS」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(1) 回収コスト

回収コストは、CO₂ ガスの分圧が高いほど、また、回収規模が大きいほどコストが小さくなる。

CO₂ の分圧が高いほど、溶媒などの媒体に CO₂ が吸着しやすくなり、設備規模が小さくなり CAPEX が削減されるため、コストが低くなる。分圧が低い、つまり低濃度 CO₂ の回収には一般的に化学吸収法が用いられるが、CO₂ を溶媒から脱離する際に熱エネルギーを要し、低濃度であればあるほど、OPEX 増加の要因となる。

また、他の産業施設と同様、スケールメリットがあり、生産率が高ければ高いほど回収コストが低くなる。なお、一般的に CAPEX は規模の n 乗に比例し、 n の範囲は 0.6（単一のトレイン）～0.8（複数のトレイン）となる。

この 2 つの要因に関して、GCCSI がプロセスのモデル化を行い試算した CO₂ 回収コストを示す。

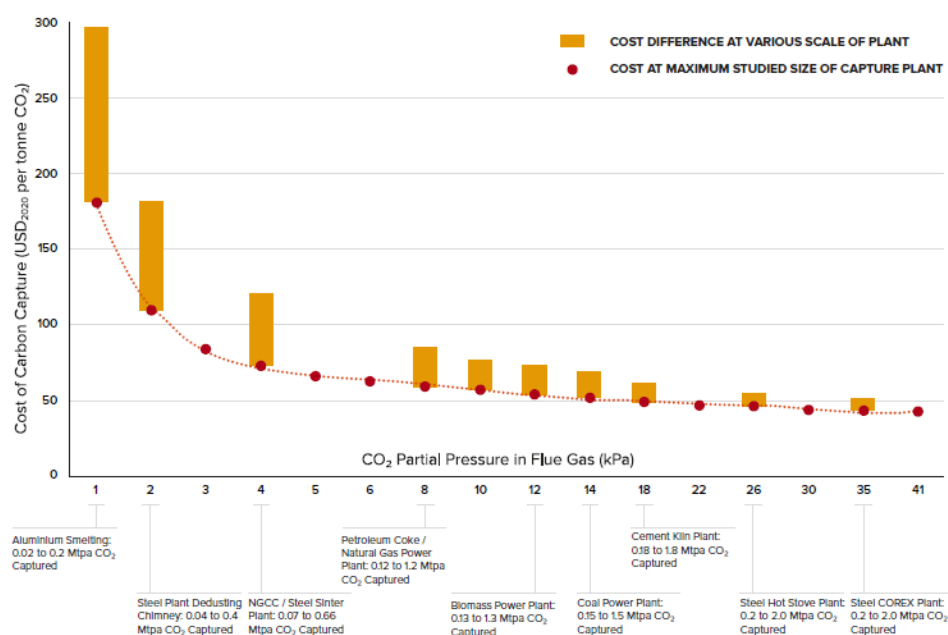


図 3-9 化学吸収法による CO₂ 回収コストの試算結果

(出典) GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」

表 3-28 CO₂ 回収コスト試算に係る前提条件

CO ₂ 回収設備の前提条件	
所在地	米国テキサス州
建設年数	3 年
資本回収係数 (capital recovery factor : CRF)	8.88%
稼働年数	30 年
回収方法	化学吸収法
溶剤	MEA (重量 30%)
回収率	90%

(出典) GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」 よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

また、GCCSI は天然ガス・コンバインド・サイクル (NGCC) と超臨界圧微粉炭 (SCPC) の 2 つの発電用途におけるスケールメリットを分析している。規模が大きくなると回収コストは大幅に減少するが、回収能力が 0.3Mtpa を超えると減少幅は少なくなり、最終的には 0.5~0.6Mtpa で横ばいになる。このことから、回収コストを最小限に抑えるには、0.4~0.45 Mtpa 以上にすることが望ましいが、一定規模以上では、十分に大きな規模 (約 0.5Mtpa) で標準単位としモジュール化を図る方が、コストメリットがあることが示されている。

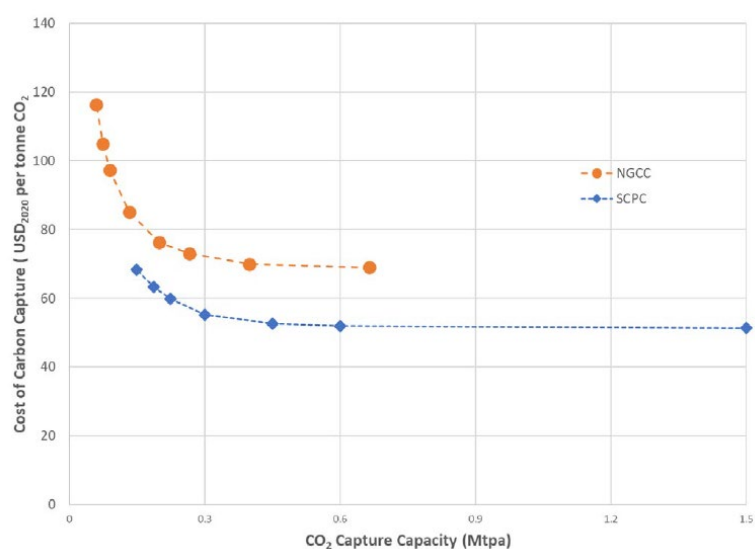


図 3-10 NGCC と SCPS からの CO₂ 回収コストの試算結果

(出典) GCCSI 公表資料「Technology Readiness and Costs of CCS」

モジュール式 CO₂ 回収プラントは、大量生産技術の下で標準化された方法で建設されたものである。通常、専用の施設でオフサイトにより製造され、個別のモジュラー型コンポー

メント（多くの場合、輸送用コンテナ）で出荷される。例えば、Aker Carbon Capture は現在、モジュール式のカーボンキャプチャプラントを「Just Catch」ブランドで販売している。モジュール式 CO₂ 回収プラントは以下のメリットをもたらす。

表 3-29 モジュール化によるメリット

項目	概要
建設に係るメリット	- プラント設計が標準化されているため、セミオーダーで設計が可能となる。 - 自動操作の導入が容易。 - 現場での施工時間の短縮。
その他財政的なメリット	建設期間の短縮により、保険期間の短縮や、仮設の建設施設等の設置期間の短縮、プロジェクト管理スタッフの使用要件の削減など、副次的な財政メリットが生まれる。

（出典）GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」 よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

化学吸収法では、そのエネルギーのほとんどが蒸気で供給される。発電所や通常の産業プラントなどは、CO₂ 回収で消費されるエネルギーペナルティは、一般的に発電損失や新規ボイラーの投資・運転コストのいずれかとして反映される場合が多い。一方、鉄鋼、紙パルプ、廃棄物などの大規模な産業プラントでは、CHP からの熱供給を利用できる。また、セメントや鉄鋼などの製造では、製造工程で発生する廃熱を利用して回収コストを下げることも可能である。

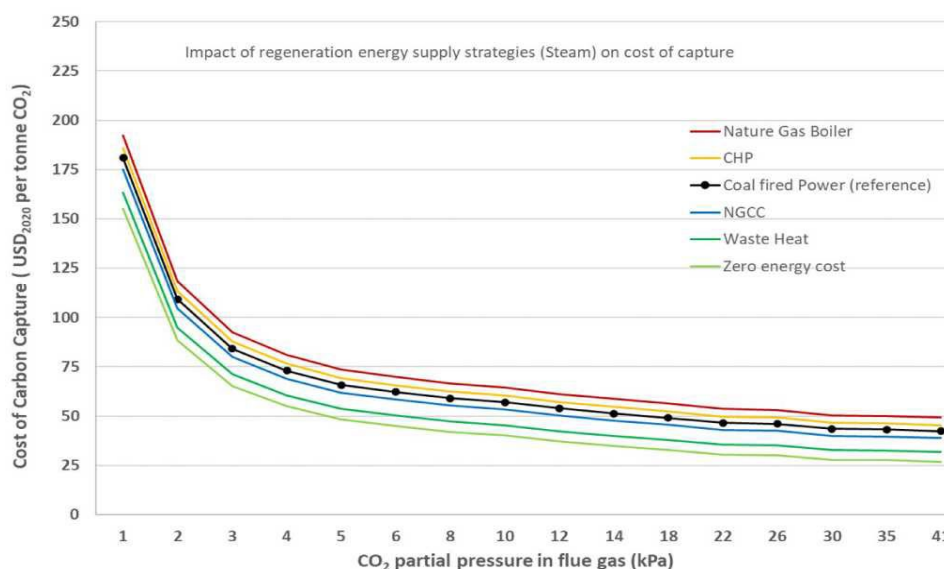


図 3-11 天然ガスボイラー、熱電併給（CHP）、石炭火力発電、NGCC、廃熱およびエネルギーコストゼロの CO₂ 回収コスト試算結果

（出典）GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」

また、回収コストは技術革新によるコストダウンの可能性があることも示されている。コスト因子と技術革新によるコストダウンの方向性を以下に示す。

表 3-30 技術革新による CO2 回収コスト削減の方向性

影響因子と概要			技術開発の方向性
CAPEX	装置サイズ	サイズが大きいくほど、CAPEX に影響を与える。サイズの大きさは、処理する排ガスの体積に比例する。	【材料】より吸着速度の速い吸着媒体を使用する。
	装置の材料	ステンレス鋼（または他の高コスト材料）を使用する場合、CAPEX に大きな影響を与える。	【機器】優れた耐腐食性と機器の完全性とのバランスを取る必要があるが、より低コストの材料（例えば炭素鋼やコンクリートなど）を使用する。
	プロセス設計	- レトロフィットの場合、CO2 回収プロセスを導入する場合、新しいプロセスを導入する必要がある、CAPEX に大きな影響を与える。 - 主に、蒸気供給システムの導入や冷却システムの拡張、排ガスの煙道との接続など。 - 蒸気タービンに大幅な改造が必要な場合、特に複雑でコストがかかる。最悪の場合、蒸気タービンの完全な交換が必要になる可能性もある。	【プロセス】プロセス設計の最適化を行う。
OPEX	エネルギー消費	化学吸収法では、CO2 の脱離に熱エネルギーを要し、OPEX の大部分を占める。	【材料】再生エネルギーが低い高機能溶剤の開発 【プロセス】最適な蒸気供給が可能なプロセス設計の開発（排熱回収など）
	吸着材の交換	- 化学吸収法でよく使われるアミンは、加熱と冷却を繰り返すことで、劣化することが多い。 - 劣化したアミンの交換は継続的に行う必要がある、OPEX に大きな影響を与える。	【材料】新化合物や溶剤添加剤による溶剤劣化の低減。

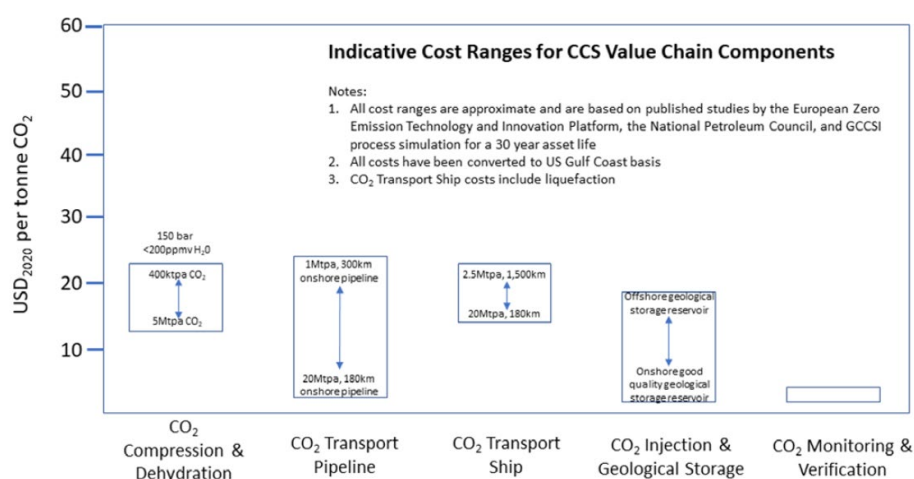
（出典）GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」 よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(2) 液化・圧縮、輸送、貯留・モニタリングコスト

輸送・貯留プロセスは大きく分けて、「液化・圧縮＋脱水」、「輸送」、「貯留」、「モニタリング」がある。

CO₂ の大規模輸送方法としては主にパイプライン輸送と船舶輸送があるが、それぞれの輸送方法に合わせた圧力まで圧縮するプロセスが必要となる（パイプライン：CO₂ の高密度相（>74 bar）への圧縮、船舶：液化・圧縮が必要）。また、回収した CO₂ は通常水を含む。パイプラインやその他の機器の腐食を防ぐため、脱水プロセスが必要で、脱水は一般的には圧縮・液化プロセスとともに行われる。パイプラインおよび船舶の輸送コストは、規模および輸送距離によって大きく異なる。

下図に示すものは米国メキシコ湾岸での貯留を想定した場合のコストであるが、あくまで目安である。コストは常にプロジェクト固有であり、設備 CAPEX、人件費、エネルギーおよびその他の消耗品コストは、場所によって大きく異なる。



⁷ Based on GCCSI process simulation and analysis of ZEP 2019, The cost of subsurface storage of CO₂, ZEP Memorandum, December 2019, IEAGHG ZEP 2011, The Costs of CO₂ Storage, Post-demonstration CCS in the EU, National Petroleum Council 2019, Meeting the Dual Challenge, A Roadmap to at-scale deployment of carbon capture use and storage, National Petroleum Council 2019, Topic paper #1, Supply and Demand Analysis for Capture and Storage of Anthropogenic Carbon Dioxide in the Central US.

図 3-12 米国湾岸における米国湾岸における CO₂ 輸送・貯留サプライチェーンの要素ごとのコスト試算結果

(出典) GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」

パイプライン輸送コストは CO₂ の形態、規模、輸送距離に大きく影響される。下図は、豪州の CO₂ パイプライン費用の内部分析に基づいた見積もり（年間 CAPEX と OPEX）を示している。パイプラインコストは各国・各地域で異なるが、下図に示すようなコスト曲線は共通である。

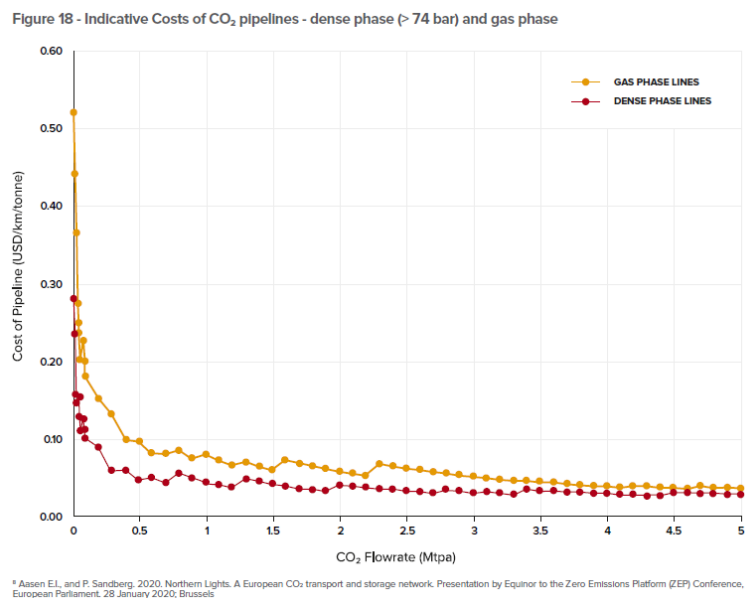


図 3-13 豪州のパイプラインのコスト（年間 CAPEX・OPEX）試算結果

（出典）GCCSI「Technology Readiness and Costs of CCS」

中程度規模の場合、輸送距離が非常に長くなると、船舶輸送がパイプライン輸送に比べて経済的に有利になる。また、船舶輸送の場合、異なる貯留サイトに運ぶことが可能であり、仮に貯留サイト間で価格競争が発生した場合に有用であることが示されている。

表 3-31 輸送コスト因子の概要

輸送コスト因子	概要
CO ₂ の形態	パイプライン輸送の場合、他の条件が同じであれば気相は密相よりも直径が大きくなるため、高コストになる傾向。
規模	小さな流量は非常にコスト高となるが、流量が増加するにつれ急速に低下し、メガトン規模になると平準化される
距離	輸送距離が長くなるほどコスト高となる。 中程度の規模の場合、非常に長距離の場合は船舶輸送が有利になる。

（出典）GCCSI「Technology Readiness and Costs of CCS」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

貯留サイトの空隙を最大限有効活用するためには、高密度相（>74 bar）への圧縮が必要となる。また、パイプライン輸送の場合、気相に比べて密相へ圧縮する方がコスト低減可能である。圧縮コストは、コンプレッサーの CAPEX と、駆動に係るエネルギーコストが主な因子である。エネルギーコストは流量に比例して大きくなるため、規模の経済は働かない。一方、CAPEX は流量が増えるほど CO₂ トン当たりのコストは低減する。圧縮技術は、主に効率と安定性の向上を目的とした技術改良は継続しているが、技術革新・成熟によるコスト低減はさほどないと予想されている。

CO₂ の圧入・貯留・モニタリングの基礎的な技術は既に確立されている。コスト因子は以下のとおり分析されている。

表 3-32 CO₂ 貯留コスト因子の概要

コスト因子	概要
サイトの選択	• オイル・ガス産業で採用されている既存技術が活用可能。米国では 1～18 ドル/t・CO₂ という推定貯留コストが公表（米国石油審議会 2019）。 • 貯留コストに影響を与える、サイトに関連した因子は以下のとおり。 ➢ アクセス：オフショアはオンショアのストレージに比べてコスト高。既存の土地やインフラが利用できる場合、コストが抑えられる。 ➢ 知識：過去の油ガス田の探鉱・開発が実施されたサイトは知見が十分ある可能性が高く、新規に開発・調査が必要なサイトに比べて開発コストが下がる。枯渇した油ガス田は、炭化水素の生産中に得られる大量のデータを有しており、貯留形成の適合性を証明するために必要な追加データは少ない。 ➢ 既存のインフラストラクチャ：地上設備、海上プラットフォーム、パイプ、および井戸を再利用できれば、必要な設備投資を削減可能。 ➢ 貯留容量/圧入性：圧入率の高い大規模貯留サイトでは、圧入される CO₂ 1 トン当たりの圧入井が少なく済む。 ➢ CO₂ 体積と純度：高純度 CO₂ を大量に使用することで、運転期間中の圧入効率が向上する。 ➢ モニタリング：導入の容易さ、設置面積、閉鎖後の要件はすべて、モニタリングにかかる継続的なコストに影響を与える。 • 欧州の「Zero Emission Platform」（2013）で実施された理論的な分析（次頁参照）により、立地の選択、インフラストラクチャの再利用、既存の知見によるコストの違いが明らかになっている。
貯留事業の展開	• 貯留事業の導入率の向上は貯留コストの低減につながる。CO₂ に特化した材料の製造や運用のノウハウは成熟しているものの、オイル・ガス産業と比べるとまだ小規模。 • 貯留事業が展開し、貯留サイトの探査・評価が数多く実施されるようになると、CCS 特有の地震探査や井戸掘削のプロセス開発のノウハウが蓄積されるため、探査・評価コストが 20%程度削減されることが期待できる。 • IEAGHG は、IEA の SDS シナリオを満たすためには、毎年 30～60 箇所の貯留サイトの開発が必要であると推定しており、年間 300～1200 の圧入井の新規開発に相当するもので、このことは今後大規模に貯留サイトを開発・展開していく必要があることを示している。インフラ（掘削、貯留サイトのプラットフォーム、圧入井、パイプライン）の大規模展開は、インフラで使用する CO₂ 耐食鋼や、セメント、その他の部品の大規模製造を促すため、材料の全体的なコスト削減につながる可能性がある。
技術革新	• 既存機器の改良、デジタル革新、自動化等の技術革新によるコスト削減が可能であることが示されている。IEAGHG によると、沖合塩水層に貯留する理論的な CCS 施設では、設備投資で 4500 万ドル、運用費用で 6000 万ドル以上のコスト削減が見込まれ、これらのコスト削減は、主にデジタルイノベーション（自動化と予知保全）によるものとなっている。 • モニタリング用機器（MMV）・技術は、開発（CO₂ 予測の改良や貯留形成における移動・検証・定量化）、経験（処理とリアルタイムテストの改善）、革新（自律性とリモート操作の向上、予測分析および高度な分析）などによるコスト削減が見こまれる。 • 少量の CO₂ を検出するための機器はコスト高になることが多い。たとえば、貯留層からの漏えいの検出は同等の産業モニタリングの類似技術が少なく、コストが高くなりがちであり、世界的に技術開発が進められている分野でもある。

(出典) GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」
よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

欧州の「Zero Emission Platform」の試算結果によると、既存のデータとインフラストラクチャの再利用が可能な陸上サイトが最もコストが低く、オフショアサイトでデータがほとんどなく、再利用するインフラがない場合は最もコストが高くなることがわかっている。

Figure 19 - Storage cost ranges for different scenarios; Ons: Onshore, Offs: Offshore, DOGF: Depleted Oil or Gas field, SA: saline formation, Leg: re-use infrastructure, Noleg: no re-use of infrastructure (Zero Emissions Platform 2013).

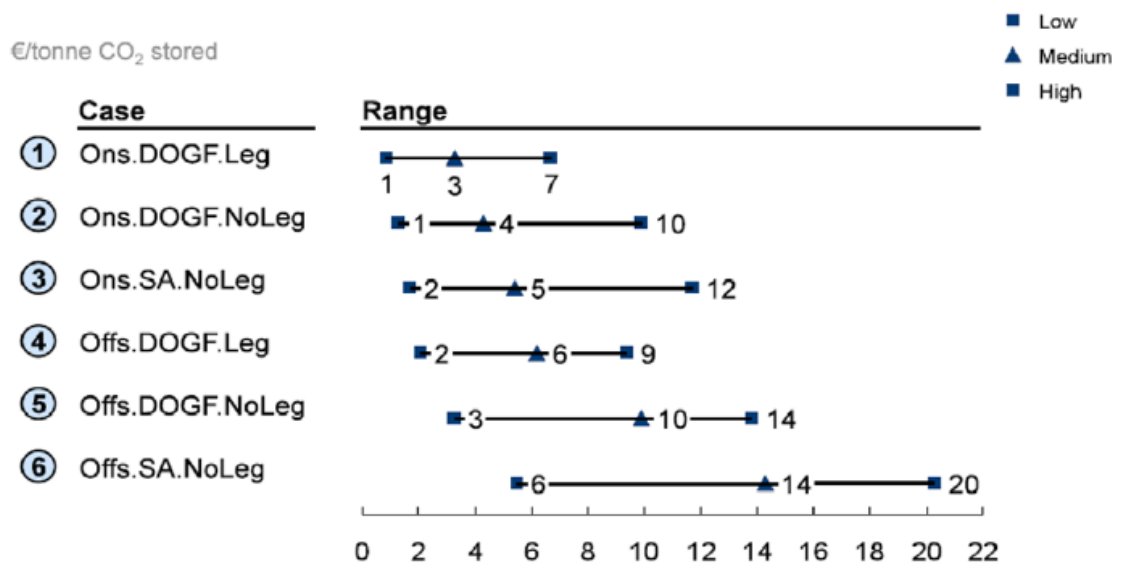


図 3-14 欧州「Zero Emission Platform」の貯留コスト試算結果

(出典) GCCSI 「Technology Readiness and Costs of CCS」

3.3.2. 米国 National Petroleum Council の分析事例

NPC 分析レポート³⁸は、CCUS 技術を米国で大規模展開するために必要なアクションに関して、エネルギー長官の要請に応え公表しているもので、2019 年に最終版を公表している（その後適宜修正・改訂を実施）。米国の単一排出源からの一般的な CCUS コストと固定排出源から発生する CO₂ の 80%を CCUS する場合のコスト曲線を以下のグラフに示している。

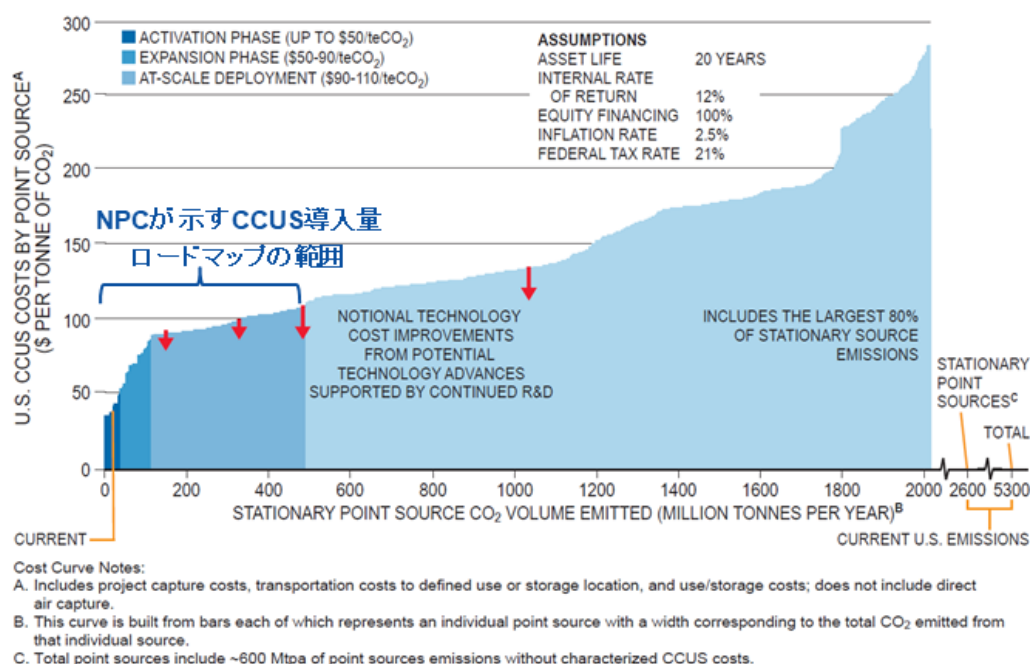


図 3-15 米国における CCUS コスト曲線

(出典) NPC 「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER TWO」に一部加筆

³⁸ National Petroleum Council 「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER TWO」(参照：2023 年 3 月)

2019 年より 25 年間の中で、米国における CCUS 展開フェーズが 3 段階あると予測している。

- 5～7 年以内（活性化フェーズ）：政策や規制の明確化や、インセンティブ価格を約 50 ドル/トン-CO₂ として、25～40Mtpa の CCUS 可能容量の追加を可能にする。
- ～15 年以内（拡大フェーズ）：既存の政策を拡大し、インセンティブ価格を 90 ドル/トン-CO₂ として、75～85 Mtpa の追加を可能にする。
- ～25 年以内（大規模なフェーズ）：インセンティブ価格を約 110 ドル/トン-CO₂ まで引き上げ、CCUS 総容量は約 500 Mtpa に達する。なお、米国の CCUS 導入量約 500Mtpa は、固定排出源からの CO₂ 量の 20%近くに当たる。

年間 CCUS 量が 500 Mtpa の場合、米国における単一排出源からの CCUS 最大コストは約 110 ドル/トン-CO₂ に上る。また、CCUS 導入量 500Mtpa を達成するには、25 年間の累積投資総額約 6800 億ドルが必要であり、そのうち約 280 億ドルがパイプライン敷設等にかかるインフラ開発費用と分析されている。

次より、上記のコスト曲線を算出するにあたって試算された、各プロセスのコストを示す。

(1) 回収、圧縮・脱水コスト

回収コストは、一般的に排ガスから CO₂ を分離するコスト、パイプライン輸送のために圧縮・脱水するコストを含むとしている。回収、圧縮・脱水コストについて、主要な回収源ごとに一定の仮定のもと算出した結果を以下に示す。

排ガス中から CO₂ を取り出さずそのまま回収可能な排出源（天然ガス処理やエタノール生産、アンモニア製造）は回収コストが 26～29 ドル/トンと低価格である一方、CO₂ 濃度が低い排出源（製油所、石炭火力、工業炉、天然ガス火力）は回収コストが 124～235 ドル/トンと数倍～十倍近くまで価格が高くなっている。また、火力発電は、設備利用率によって回収コストが大きく異なり、例えば石炭火力発電所では 85%の時は 104 ドル/トンであることに對し、35%の時は 217 ドル/トンとおおよそ 2 倍近くの差がある。

表 3-33 回収源ごとの回収、脱水・圧縮の総コスト

設備タイプ	プラント サイズ	CO2 回収量 (トン/年)	CAPEX (\$/トン)			OPEX (非エネルギー) (\$/トン)			OPEX (エネルギー) (\$/トン)	回収総コスト (\$/トン)		
			低	高	平均	低	高	平均		低	高	平均
天然ガス処理	140 MMCF/day	24,000	7	12	10	8	13	11	9	23	35	29
エタノール 生産	150 million gal/year	342,000	6	10	8	8	13	11	11	24	34	29
アンモニア 製造	907,000 t/year	389,000	6	11	9	6	10	8	9	21	30	26
水素製造	87 MMCF/day	340,000	19	33	26	15	26	21	28	61	88	75
セメント 工場	1 million t/year	842,000	17	29	23	22	37	30	28	64	95	80
製油所 (FCC プラント)	60,000 barrels/day	374,000	43	72	58	28	47	38	29	97	150	124
鉄鋼・ 製鉄所	2.54 million t/year	3,324,000	26	44	35	22	38	30	29	75	113	94
石炭発電所	550 MW net	3,089,000	33	55	44	22	37	30	30	83	124	104
		1,999,000	54	91	73	35	59	47	26	113	178	146
		1,272,000	89	149	119	57	95	76	23	166	268	217
工業炉 (精錬・化学)	4 × 150 MMBTU/hour	220,000	49	83	66	33	55	44	31	110	171	141
天然ガス 発電所	560 MW net	1,279,000	34	58	46	29	49	39	31	93	140	117
		827,000	57	95	76	47	79	63	26	122	192	157
		527,000	92	155	124	75	126	101	23	179	290	235

(出典) NPC「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER TWO」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

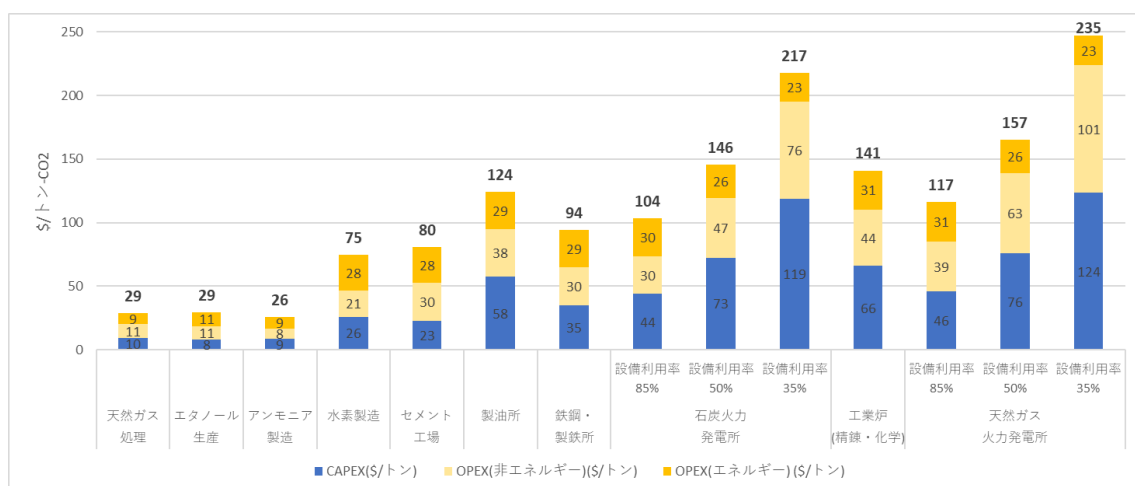


図 3-16 回収源ごとの回収、脱水・圧縮の総コストの平均値の比較 (20 年稼働の場合)

(出典) NPC「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER TWO」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

表 3-34 回収、脱水・圧縮の総コスト試算に係る前提条件（共通）

項目		内容
CAPEX 関連	設備寿命	20 年
	IRR（内部収益率）	12%
	エクイティファイナンス	100%
	税率	21%
	インフレーション	2.5%
	減価償却	7 年・MACRS
OPEX 関連	費用項目	- 年間固定費（税金、保険、間接費、一般的な工場勤務の給与） - 準変動費（修理、整備、オーバーホール） - 変動非エネルギーコスト（薬品の交換、水調達、水処理など） - 変動するエネルギーコスト（圧縮機、モーター、ポンプ、ファンを駆動する電気など）
	電力	50 ドル/MWh

（出典）NPC「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER TWO」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

表 3-35 設備要件及び CO2 回収に係る前提条件（回収源ごと）

設備 タイプ	設備 利用率	ガス流量 (t/hour)	CO2 濃度 (%)	回収 方法	回収容量 (t/year)	総 CAPEX (\$million)	CAPEX (\$/トン)	エネルギー 以外の O&M (%-CAPEX)	電力 消費量 (MWh/t-CO2)	ガス消費量 (MMBTU/t-CO2)
天然ガス 処理	85	21	95-100	-	24,000	17-28	7-12	6	0.10	0.0
エタノール 生産	85	49	95-100	-	342,000	21-36	6-10	7	0.12	0.0
アンモニア 製造	85	53	95-100	-	389,000	24-41	6-11	5	0.10	2.6
水素製造	85	59	45	アミン (プロセスから の発生のみ)	340,000	59-98	19-33	5	0.18	2.6
セメント 工場	85	431	21	アミン (プロセス・ 燃焼両方)	842,000	148-247	17-29	7	0.16	2.6
製油所 (FCC)	85	272	16	アミン (プロセスから の発生のみ)	374,000	136-227	43-72	4	0.14	2.6
鉄鋼・ 製鉄所	85	1,381	26	アミン (プロセス・ 燃焼両方)	3,324,000	805-1,342	26-44	5	0.16	2.6
石炭火力 発電所	85	2,829	13	アミン (燃焼排ガス)	3,089,000	891-1,485	33-55	4	0.16	2.6
	55				1,999,000		54-91			
	35				1,272,000		89-149			
工業炉 (精錬・化学)	85	247	8	アミン (燃焼排ガス)	220,000	92-153	49-83	4	0.16	2.6
天然ガス 火力 発電所	85	3,707	4	アミン (燃焼排ガス)	1,279,000	399-666	34-58	5	0.16	2.8
	55				827,000		57-95			
	35				527,000		92-155			

(出典) NPC 「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER TWO」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(2) 輸送コスト

米国では一般的にパイプラインによる輸送が最も経済的であると想定されている。本レポートにおけるコスト評価では、**2Mtpa** 以上の輸送容量が必要な場合はパイプライン輸送、それ以下は鉄道かトラックによる輸送を想定したうえで輸送コストを評価している。

パイプライン輸送については、各地域のローカルパイプライン、地域ごとを結ぶ幹線パイプラインを想定し、トンマイルあたりのコストは過去の実績から見積もられたものとなっている。輸送コストは、各回収源と貯留地の直線距離に、**CO2** 回収量を輸送するのに必要な容量を、トンマイルあたりのコストで掛けることによって推定された。結果、**20** 年間プロジェクト稼働の場合、**2～38** ドル/トン-**CO2** と試算されている。なお、回収源とパイプラインを接続する初期投資として、初期導入量の **100 Mtpa** に **5** ドル/トンの追加コストが追加される（つまり、**5** 億ドルのインセンティブが必要となる見積である）。

表 3-36 米国におけるパイプラインコスト

PL	地域	パイプラインコスト (\$/inch-mile)
ローカル	西部 (経度：～-114.75)	120,000
	ロッキー (経度：-114.75～-102.50)	150,000
	中央部 (経度：-102.50～85.75)	80,000
	東部 (経度：-85.75～)	100,000
幹線 ※100Mtpa の 輸送容量を想定	中西部	80,000
	中南部	80,000
	東部	100,000

(出典) NPC「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER TWO」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(3) 貯留・モニタリングコスト

貯留・モニタリングコストは、NETL が公表する「**CO2** 塩水層貯留コストモデル (Fossil Energy (FE) / NETL Carbon Dioxide (CO2) Saline Storage Cost Model: 以下 FE/NETL モデル) (2017 年 9 月版)」に基づいて、試算を実施している。

FE/NETL モデルは、塩水帯水層に **CO2** を貯留する、初年度の損益分岐点価格を、**CO2** 貯留サイト所有者の視点から、4 つのモジュールを通して推定する、Excel ベースのツールである。本モデルの設計には、UIC クラス VI 規制の要件と、GHG 報告プログラムの Subpart RR (帯水層貯留用の規程) の要件を満たすために必要な労働力、設備、技術、および金融商品が組み込まれている。推定コストは、以下の表のとおり、貯留サイトのスクリーニング、サイトの選択と特性評価、許認可と建設、運転、および圧入後のケア (PISC) とサイトの閉鎖で構成される。

表 3-37 FE/NETL モデルによるコスト試算の前提条件

項目	スクリーニング	サイトの選択と特性評価	許認可と建設	運転	PISC とサイト閉鎖	(長期管理)
規制	-	UIC クラス VI 規則				開発中
	-	-	Class VI Permit			州規制
期間	0.5～1 年	3 年以上	2 年以上	30 年～50 年	10～50 年以上	その他
実施事項	既存のデータを収集し、いくつかの Prospect を作成	- Prospect の選択、新規・追加データ取得、地震データ取得 - 試験用の井戸の掘削 - 許認可に向けた計画の準備 - FR (Financial Responsibility) の手配	- 計画の提出と許認可の取得 - 許認可証明書の付与 - 圧入井の掘削と試験 - 新規井戸のデータの取り込み - 圧入開始の承認取得	- 圧入開始 - 監視井の掘削と古井戸の修復 - MVA - 資金投入	- サイトと CO2 プルームのモニタリング - 危険がないことの証明 - サイトの閉鎖と復元	別のエンティティ (例: 州政府) への引継
他必要事項	- 区画の組立、空域権の取得、地表面へのアクセス権 - 契約ボーナス、1 エーカーあたりのリース費用		- 許可申請時 FR を証明 - 変化するコストごとに FR レベルを維持する。			—
備考		サイト特性評価の成功率は 25%				
キャッシュフロー	ネガティブキャッシュフロー			ポジティブキャッシュフロー	ネガティブキャッシュフロー	運転期間手数料を支払い

(出典) NETL 「FE/NETL CO2 Saline Storage Cost Model: User's Manual」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

FE/NETL モデルには 684 個の個別の地下地層が登録されているが、NPC の試算ではこれらを 5 つの領域に分類したうえで、地域ごとに NPC が設定した閾値を超える貯留層は貯留適地から除外し、選定された貯留適地を対象として地域ごとの貯留コスト平均値を求めている。

さらに、最高品質かつ低リスクの貯留層を対象とすることを前提とし、FE/NETL モデルの初期設定から、モニタリングや探査の条件を一部簡易化したうえでコスト試算を実施している。そのため、FE/NETL モデルと比較して貯留コストを約 50%削減する結果となっている。

表 3-38 NPC による貯留コスト試算結果

地域	閾値 (\$/t)	選定された貯留適地の平均貯留コスト (\$/t)	貯留容量 (Gt)
California	15	7	11
Midwest	15	7	54
North Central	22	11	85
Gulf Coast	15	7	135
South Central	15	8	129
Average/Total	15	8	413

(出典) NPC 「MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER TWO」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

3.3.3. 英国 Department for Business, Energy and Industrial Strategy の分析事例

英国の Department for Business, Energy and Industrial Strategy（以下 BEIS）では、政策にまつわる各種調査・分析レポートを公表している。本章では、BEIS の CCS のコストに関する公表レポートである「Assessing the Cost Reduction Potential and Competitiveness of Novel（Next Generation）UK Carbon Capture Technology Benchmarking State-of-the-art and Next Generation Technologies」（CO2 回収付発電コスト）と「Shipping CO2: UK cost estimation study」（輸送コスト）について、整理する。

(1) CO2 回収付発電コスト

BEIS の分析レポートでは、ベースラインとなる CCS なし発電を含む 11 ケースについて、CCS 付き発電の LCOE を試算している。評価ケースの概要、前提条件、および発電コスト（LCOE）を以下に示す。

表 3-39 評価ケースの概要

ケース No.	概要		設備容量 (MW)	CO2 回収率	CO2 回収量 (kg/h)
0 (ベース)	リファレンス	CCS なし 天然ガス CCGT	1229	0	0
1	天然ガス	燃焼後回収	1144	90.8	361,539
2	天然ガス	燃焼前回収	919	90.4	353,319
3	石炭 SVPC	燃料後回収	953	90.0	692,310
4	石炭 SVPC	酸素燃焼法	1113	89.2	685,896
5	石炭 IGCC	燃焼前回収	1063	90.3	673,147
6	超臨界ガス発電	酸素燃焼法	1264	90.0	283,546
7	天然ガス	溶解炭酸塩 燃料電池回収	1645	92.1	477,597
8	バイオマス CFB ボイラー	燃料後回収	498	90.0	523,849
9	バイオマス CFB ボイラー	酸素燃焼法	598	89.9	523,093
10	バイオマス IGCC	燃焼前回収	493	90.8	356,162

（出典）BEIS「Assessing the Cost Reduction Potential and Competitiveness of Novel（Next Generation）UK Carbon Capture Technology Benchmarking State-of-the-art and Next Generation Technologies」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

表 3-40 各ケースの前提条件

	Units	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7	Case 8	Case 9	Case 10
Total Gross Installed Capacity	MWe	1229	1144	919	953	1113	1063	1264	1645	498	598	493
Gas Turbine (s)	MWe	823	823	554	0	0	671	1264	823	0	0	303
Steam Turbine	MWe	406	321	365	953	1098	392	0	381	498	598	190
Others	MWe	0	0	0	0	15	0	0	440	0	0	0
Total Auxiliary Loads	MWe	21	80	101	139	280	263	416	136	102	196	137
Net Power Export	MWe	1208	1065	818	814	833	800	848	1509	396	402	356
Fuel Flow Rate	kg/h	150,296	150,296	147,539	325,000	325,000	314,899	118,940	195,722	635,178	635,178	225,417
Fuel Flow Rate (LHV)	MWth	1940	1940	1907	2335	2335	2263	1536	2527	1288	1288	1052
Net Efficiency (LHV) - As New	%	62.3	54.9	42.9	34.9	35.7	35.3	55.2	59.7	30.8	31.2	33.9
Net Efficiency (LHV) - Average	%	59.0	52.0	40.7	34.7	35.5	33.5	52.3	56.6	30.6	31.1	32.1
Plant Availability	%	93	90	85	90	90	85	90	90	90	90	85
Total Carbon in Feeds	kg/h	108,640	108,640	106,647	209,950	209,950	203,425	85,975	141,476	158,795	158,795	107,095
Total Carbon Captured	kg/h	0	98,661	96,418	188,926	187,176	183,697	77,378	130,333	142,954	142,748	97,194
Total CO ₂ Captured	kg/h	0	361,539	353,319	692,310	685,896	673,147	283,546	477,597	523,849	523,093	356,162
Total CO ₂ Emissions	kg/h	398,105	36,566	37,483	77,040	83,455	72,292	31,503	40,934	58,045	58,801	36,283
CO ₂ Capture Rate	%	0	90.8	90.4	90.0	89.2	90.3	90.0	92.1	90.0	89.9	90.8
Carbon Footprint	kg CO ₂ /MWh	329.4	34.3	45.8	94.6	100.2	90.4	37.1	27.1	146.5	146.2	101.9

(出典) BEIS 「Assessing the Cost Reduction Potential and Competitiveness of Novel (Next Generation) UK Carbon Capture Technology Benchmarking State-of-the-art and Next Generation Technologies」

表 3-41 燃料価格及び炭素税の価格

	Natural Gas Price (pence / therm)			Coal Price (USD / tonne)			Carbon Price (GBP / tonne CO ₂)
	Low	Central	High	Low	Central	High	Central
2017	22.7	31.5	43.4	34.5	39.4	50.2	21.6
2018	22.7	31.5	45.3	34.5	39.4	55.2	21.3
2019	22.7	31.5	47.3	34.5	39.4	61.1	21.1
2020	22.7	31.5	49.3	34.5	39.4	66.0	21.5
2021	23.6	34.5	51.2	36.5	43.4	70.9	21.7
2022	25.6	37.4	54.2	39.4	47.3	76.8	21.9
2023	26.6	40.4	56.2	42.4	51.2	81.8	22.1
2024	28.6	43.4	58.1	45.3	55.2	87.7	22.3
2025	29.6	46.3	60.1	47.3	59.1	92.6	22.6
2026	31.5	49.3	62.1	50.2	63.1	97.5	23.2
2027	32.5	52.2	64.0	53.2	67.0	103.5	30.8
2028	34.5	55.2	67.0	56.2	70.9	108.4	32.6
2029	35.5	58.1	69.0	58.1	74.9	114.3	33.2
2030	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	36.1
2031	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	47.5
2032	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	59.0
2033	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	70.5
2034	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	81.9
2035	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	93.4
2036	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	104.9
2037	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	116.3
2038	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	127.8
2039	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	139.2
2040	37.4	61.1	70.9	61.1	78.8	119.2	150.7
2041	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	158.0
2042	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	165.2
2043	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	172.5
2044	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	179.7
2045	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	187.0
2046	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	194.2
2047	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	201.5
2048	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	208.8
2049	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	216.0
2050	37.0	60.9	70.8	61.1	78.6	119.3	223.3

(出典) BEIS 「Assessing the Cost Reduction Potential and Competitiveness of Novel (Next Generation) UK Carbon Capture Technology Benchmarking State-of-the-art and Next Generation Technologies」

表 3-42 CCS 付き発電コスト（LCOE）試算結果

	Units	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7	Case 8	Case 9	Case 10
Total Project Cost	£M	672	968	1256	1732	1902	2396	1213	1570	1248	1450	1465
Pre-Licensing, Tech & Design	£M	6	8	11	15	17	22	11	14	11	13	13
Regulatory & Public Enquiry	£M	13	18	24	32	35	44	23	29	23	27	27
EPC Contract Cost	£M	584	845	1107	1547	1702	2151	1068	1392	1107	1290	1305
Infrastructure Connections	£M	29	37	37	29	29	29	37	37	29	29	29
Owner's Costs	£M	41	59	77	108	119	151	75	97	77	90	91
Overall CAPEX Impact (vs Ref Case)		-	44%	87%	158%	183%	256%	80%	134%	86%	116%	118%
Estimate Accuracy		± 30%	± 30%	± 30%	± 30%	± 35%	± 35%	± 45%	± 40%	± 40%	± 40%	± 40%
Total Fixed OPEX	£M pa	36	47	60	81	87	112	55	72	58	66	70
Total Variable OPEX (excl. Fuel & C)	£M pa	0	62	58	108	108	103	44	108	82	82	54
Average Fuel Cost ⁽¹⁾	£M pa	315	305	283	143	143	131	242	398	190	190	183
Typical CO ₂ Emission Cost ⁽¹⁾	£M pa	369	33	32	69	75	61	28	37	52	53	31
Discount Rate	% / year	7.8 ⁽²⁾	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
Levelised Cost of Electricity	£/MWh	74.2	69.9	100.0	93.3	96.0	120.8	80.1	70.7	170.1	177.9	204.3
Capital Investment	£/MWh	8.0	14.9	26.2	32.9	35.3	51.1	23.2	17.1	49.0	55.9	70.6
Fuel Cost	£/MWh	33.5	37.9	48.5	22.2	21.7	22.8	37.7	34.7	62.6	61.8	74.1
Operating Cost	£/MWh	4.0	7.2	12.2	13.8	14.7	22.0	9.2	10.1	20.6	22.8	30.5
CO ₂ Emissions Price	£/MWh	28.7	2.9	3.8	7.5	8.0	7.5	3.1	2.3	11.7	11.6	8.4
CO ₂ Storage & Transportation	£/MWh	0	7.0	8.9	16.9	16.3	17.4	6.9	6.5	26.2	25.8	20.7
Cost of CO ₂ Avoided (incl. Carbon Price)	£/tCO ₂	-	-14.5	91.1	81.3	95.1	195.1	20.0	-11.7	524.1	566.1	571.7
Levelised Cost of Electricity (zero Carbon Price)	£/MWh	45.5	67.1	96.2	85.8	88.0	113.3	77.0	68.4	158.4	166.3	195.8
Cost of CO ₂ Avoided (zero Carbon Price)	£/tCO ₂	-	73.1	178.9	171.4	185.5	283.8	107.7	75.8	617.2	659.3	660.7

Note 1: Fuel and Carbon Price profiles per Table 5-7 used for the analysis. Average values across 2025-2049 shown for comparison purposes only.

Note 2: Discount rate for proven conventional technology set at BEIS standard rate of 7.8%. Other technologies with an element of technological risk set at an illustrative higher discount rate of 8.9%.

(出典) BEIS 「Assessing the Cost Reduction Potential and Competitiveness of Novel (Next Generation) UK Carbon Capture Technology Benchmarking State-of-the-art and Next Generation Technologies」

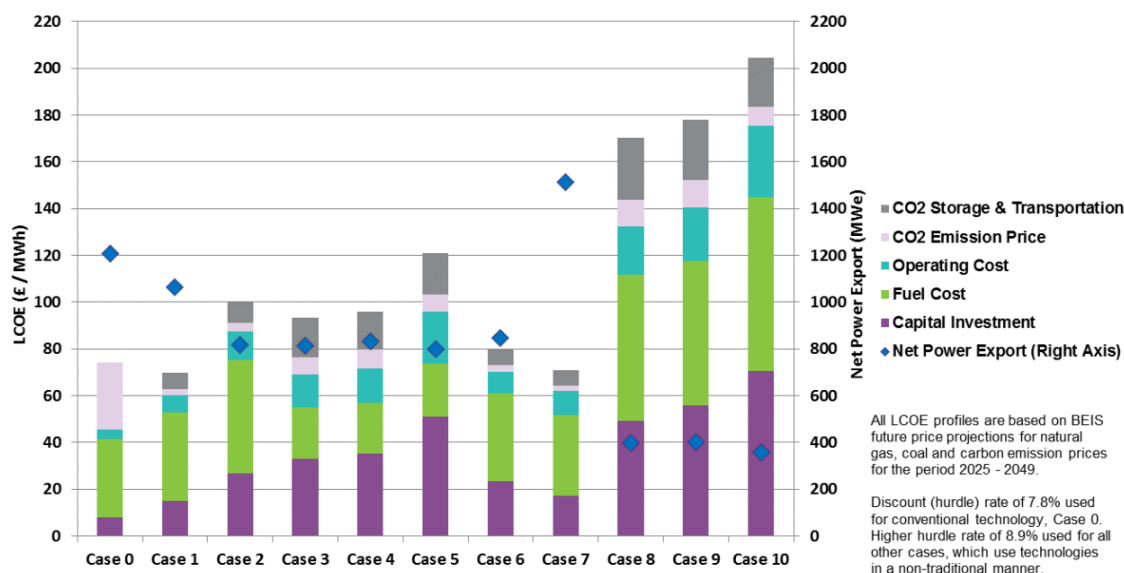


図 3-17 CCS 付き発電コスト（LCOE）試算結果

(出典) BEIS 「Assessing the Cost Reduction Potential and Competitiveness of Novel (Next Generation) UK Carbon Capture Technology Benchmarking State-of-the-art and Next Generation Technologies」

ケース 0 は、全体的な投資コストが最も低いが、全体的な LCOE が最も低いケースは、ケース 1 である。また、ケース 0 は、CO₂ 排出分のペナルティの影響が大きい。

ケース 2 は、ケース 1 よりも CAPEX と OPEX が高く、ガス供給率がほぼ同じにもかかわらず、電力販売に利用できる出力も大幅に低くなる。より大規模な精製設備や石油化学設備の一部として改質水素を必要とし、ピークカット発電所のために余剰の水素を生産し貯蔵できる設備であれば強みを持つ。

石炭ベースのケースはすべて LCOE が高い。これは熱効率が非常に低いことと、これらのケースに関連する CAPEX と OPEX が高いことが一因となっている。

すべてのケースでほぼ同じ正味電力供給が可能な場合、各要素の実際のコストについて同じ比較を行うことが可能だが、電力供給量の多い発電所では、どの要素でも LCOE が削減されることに留意する必要がある。

(2) 輸送コスト

BEIS の「Shipping CO₂: UK cost estimation study」では、以下の図に示す輸送要素ごとに、各種文献を比較・検証したうえで、コスト試算用モデルを構築している。

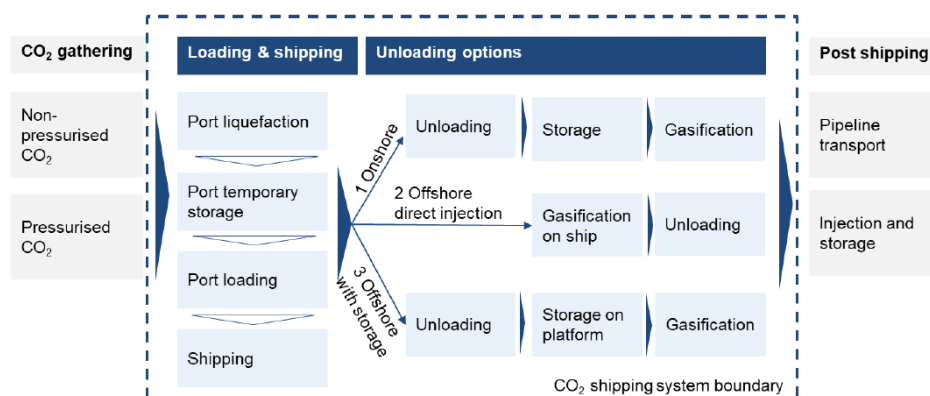
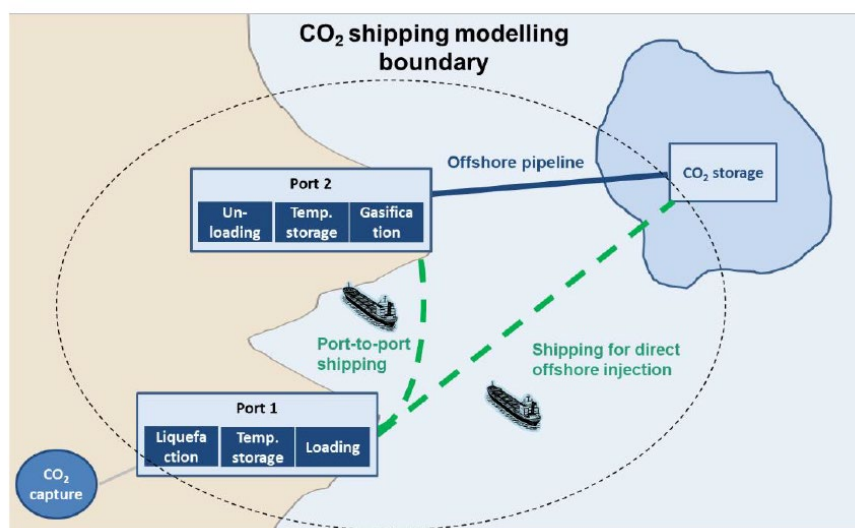


図 3-18 英国における船舶輸送サプライチェーン

(出典) BEIS 「Shipping CO₂: UK cost estimation study」

表 3-43 英国の船舶輸送コスト試算モデルにおける各プロセスの前提条件

プロセス		概要・前提条件			
液化	液化コストは、液化プラントのCAPEXと固定OPEX、変動OPEX(電力コスト) で構成される。				
	輸送圧力	予圧	CAPEX	固定OPEX (%-CAPEX)	電力消費量 (kWh/t)
	低圧	あり	9.8	10%	24.6
		なし	19.5		104.2
	中圧	あり	7.6		19.6
		なし	15.1		83.1
	高圧	あり	4.9		16.6
		なし	9.7		70.3
	電力	0.08ポンド/kWh			
一時貯蔵	輸送圧力	CAPEX (£/t)	OPEX/y (%-CAPEX)		
	低圧	516	5		
	中圧	795			
	高圧	3,073			
	容量	12,310~14,285t-CO2			
積上	CAPEX (£/(t-CO2/y))		OPEX/y (%-CAPEX)		
	1.4		3%		
船舶	CAPEXは、船のサイズと隻数など、幾つかの要因に依存する。コスト試算用モデルでは、流量、距離、船のサイズに関して、船舶の往復時間(積載、移動、港操作、荷卸し含む) で算出できるように				
	パラメータ		時間		
	陸上の積載・荷卸時間		15h		
	オフショアの荷卸時間		36h		
	ポート操作		2h		
	オフショアの接続		4h		
	年間運転時間		8,322h		
	船舶速度		15nm/h		
	容量(t-CO2)	CAPEX(低圧) (£m)	CAPEX(中圧) (£m)	CAPEX(高圧) (£m)	
	2,000	12	26	52	
	4,000	17	37	74	
	6,000	21	45	90	
	8,000	25	52	104	
	10,000	28	58	117	
20,000	42	-	-		
30,000	53	-	-		
40,000	61	-	-		
50,000	69	-	-		

プロセス	概要・前提条件																																												
船舶	固定OPEXは、管理費と保険費、乗組員の費用、維持費と修理費で構成される。モデルでは、文献に明記されている最も一般的な固定OPEXの値として、5%-CAPEXを使用している。 その他のコストとして入港料が挙げられる。本モデルでは各種文献で得られた回帰曲線に基づく値を採用。 船舶燃料はLNGかMDO (Marine Diesel Oil) のどちらかを選択し、年間1隻の船舶の総航行時間と船 <table><tr><th>燃料</th><th>単価 (£/t)</th><th>単価 (£/MWh)</th><th>単位換算 (MWh/t)</th></tr><tr><td>LNG</td><td>282</td><td>20</td><td>14.5</td></tr><tr><td>MDO</td><td>275</td><td>24</td><td>11.63</td></tr></table> 本モデルにおける各容量の想定を以下に示す。 <table><tr><th>容量 (t-CO2)</th><th>固定OPEX (%-CAPEX)</th><th>港利用料 (£/cycle)</th><th>燃料消費量 (Mwh/d)</th></tr><tr><td>2,000</td><td rowspan="9">5</td><td>6,486</td><td>233</td></tr><tr><td>4,000</td><td>7,413</td><td>240</td></tr><tr><td>6,000</td><td>8,340</td><td>248</td></tr><tr><td>8,000</td><td>9,267</td><td>256</td></tr><tr><td>10,000</td><td>10,194</td><td>263</td></tr><tr><td>20,000</td><td>14,829</td><td>301</td></tr><tr><td>30,000</td><td>19,464</td><td>339</td></tr><tr><td>40,000</td><td>24,099</td><td>377</td></tr><tr><td>50,000</td><td>28,734</td><td>415</td></tr></table>	燃料	単価 (£/t)	単価 (£/MWh)	単位換算 (MWh/t)	LNG	282	20	14.5	MDO	275	24	11.63	容量 (t-CO2)	固定OPEX (%-CAPEX)	港利用料 (£/cycle)	燃料消費量 (Mwh/d)	2,000	5	6,486	233	4,000	7,413	240	6,000	8,340	248	8,000	9,267	256	10,000	10,194	263	20,000	14,829	301	30,000	19,464	339	40,000	24,099	377	50,000	28,734	415
	燃料	単価 (£/t)	単価 (£/MWh)	単位換算 (MWh/t)																																									
	LNG	282	20	14.5																																									
MDO	275	24	11.63																																										
容量 (t-CO2)	固定OPEX (%-CAPEX)	港利用料 (£/cycle)	燃料消費量 (Mwh/d)																																										
2,000	5	6,486	233																																										
4,000		7,413	240																																										
6,000		8,340	248																																										
8,000		9,267	256																																										
10,000		10,194	263																																										
20,000		14,829	301																																										
30,000		19,464	339																																										
40,000		24,099	377																																										
50,000		28,734	415																																										
アンローディング (荷卸)	陸上の場合、ローディングと同じインフラを利用するため、積載コストと同じ方法でモデル化。 海上の場合は、 - o直接圧入：指定されたSALM型(Single Anchor Leg Mooringと呼ばれる係留方式) のコストをCAPEXとし、OPEXはCAPEXの年間5%と仮定。 - o貯留設備を備えたプラットフォーム：貯留コストはモデル内で考慮済みであることから、4万tの貯留システムのコスト分を減算したCAPEXを採用。年間のOPEXは、CAPEXの5%と想定。																																												
再ガス化	陸上：CAPEXは流量でスケールすると仮定され、OPEXはプラントの維持費と燃料費を含む。 <table><tr><th>輸送圧力</th><th>CAPEX (£/(t/a))</th><th>OPEX (£/t-CO2)</th></tr><tr><td>低圧</td><td>0.83</td><td>0.33</td></tr><tr><td>中圧</td><td>0.78</td><td>0.31</td></tr><tr><td>高圧</td><td>0.5</td><td>0.23</td></tr></table> オフショアでのガス化については、以下のとおり仮定。 <table><tr><th>荷卸</th><th>輸送圧力</th><th>CAPEX (£/(t/a))</th><th>OPEX (%-CAPEX)</th><th>エネルギー (kWh/tCO2)</th></tr><tr><td rowspan="3">直接圧入</td><td>低圧</td><td rowspan="3">4.3</td><td rowspan="6">5</td><td>6.8</td></tr><tr><td>中圧</td><td>6.5</td></tr><tr><td>高圧</td><td>5.4</td></tr><tr><td>プラット</td><td>低圧</td><td rowspan="3">6.7</td><td>10.3</td></tr><tr><td rowspan="2">フォーム</td><td>中圧</td><td>10</td></tr><tr><td>高圧</td><td>9</td></tr></table>	輸送圧力	CAPEX (£/(t/a))	OPEX (£/t-CO2)	低圧	0.83	0.33	中圧	0.78	0.31	高圧	0.5	0.23	荷卸	輸送圧力	CAPEX (£/(t/a))	OPEX (%-CAPEX)	エネルギー (kWh/tCO2)	直接圧入	低圧	4.3	5	6.8	中圧	6.5	高圧	5.4	プラット	低圧	6.7	10.3	フォーム	中圧	10	高圧	9									
輸送圧力	CAPEX (£/(t/a))	OPEX (£/t-CO2)																																											
低圧	0.83	0.33																																											
中圧	0.78	0.31																																											
高圧	0.5	0.23																																											
荷卸	輸送圧力	CAPEX (£/(t/a))	OPEX (%-CAPEX)	エネルギー (kWh/tCO2)																																									
直接圧入	低圧	4.3	5	6.8																																									
	中圧			6.5																																									
	高圧			5.4																																									
プラット	低圧	6.7		10.3																																									
フォーム	中圧			10																																									
	高圧			9																																									

(出典) BEIS 「Shipping CO₂: UK cost estimation study」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

上表のコスト試算モデルに基づき、以下のパラメータでコストを試算した結果、CO₂ トン当たり 10.02£と示されている。なお、既存の LNG 船や LPG 船を CO₂ 船に改造することは、技術的には可能であるが、船舶の設備容量が総輸送コストの約 14%に相当すること、改造に設備投資の一部が必要であることから、既存船を再利用してもコスト削減はごくわずかであり、新造船に比べて最適化されていないと予想している。

表 3-44 英国における船舶輸送コストのパラメータの概要

パラメータ	値
荷卸	オンショア
流量	1Mtpa
距離	600 km
初期 CO ₂ 条件	予圧あり
輸送 CO ₂ 条件	低圧
出荷サイズ	10kt-CO ₂
船舶燃料	LNG
船舶燃料価格	中央値
液化燃料価格	中央値
運用年数	20 年
割引率	0%

(出典) BEIS 「Shipping CO₂: UK cost estimation study」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

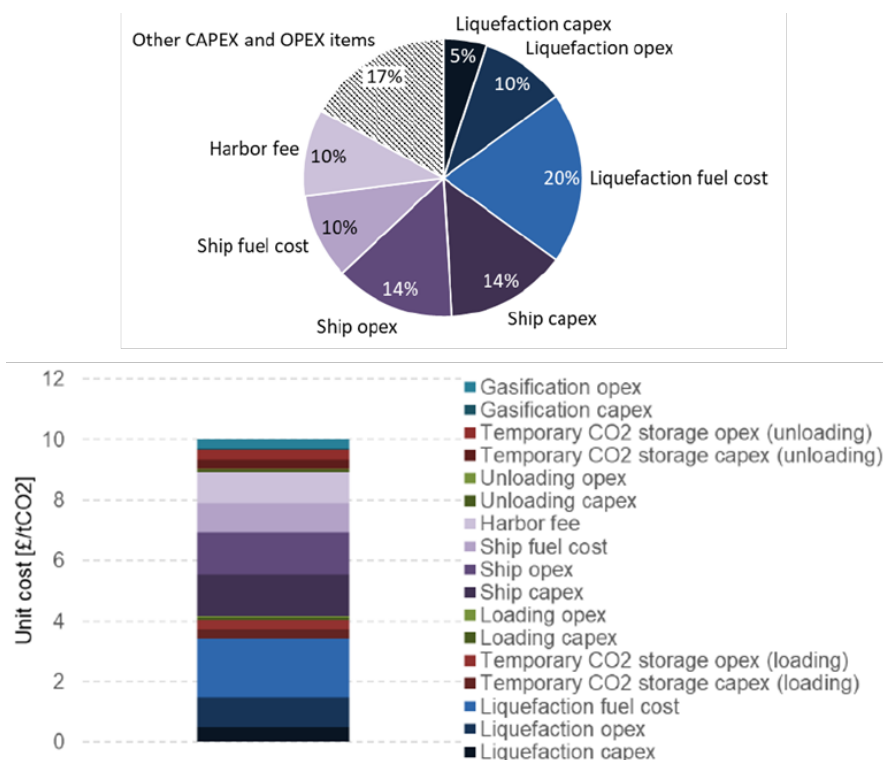


図 3-19 英国における船舶輸送コスト

(出典) BEIS 「Shipping CO₂: UK cost estimation study」

上記の結果に加えて、圧力、流量、船舶規模などで感度分析を実施した結果を以下に示す。

- 圧力

液化コストは、輸送圧力の増加に伴い必要エネルギーが低くなるため、輸送圧力の増加とともに減少するが、輸送費や保管費がかさむため、全体的に輸送費がかさむ。

また、CO₂ が事前に加圧されている場合、主に液化燃料コストが低いため、3つのケースすべてでコストが大幅に削減される。

低圧と中圧の輸送条件のコストは、液化コストの削減が船舶コストと貯留コストの増加をバランスさせている。事前に加圧された CO₂ の場合、液化コストは全体のコストのより小さな要素であるため、船舶コストと貯留コストの増加を同じようにバランスさせることはできない。

Figure 5-3: Impact of transport pressure and initial pressure on unit cost of CO₂ shipping

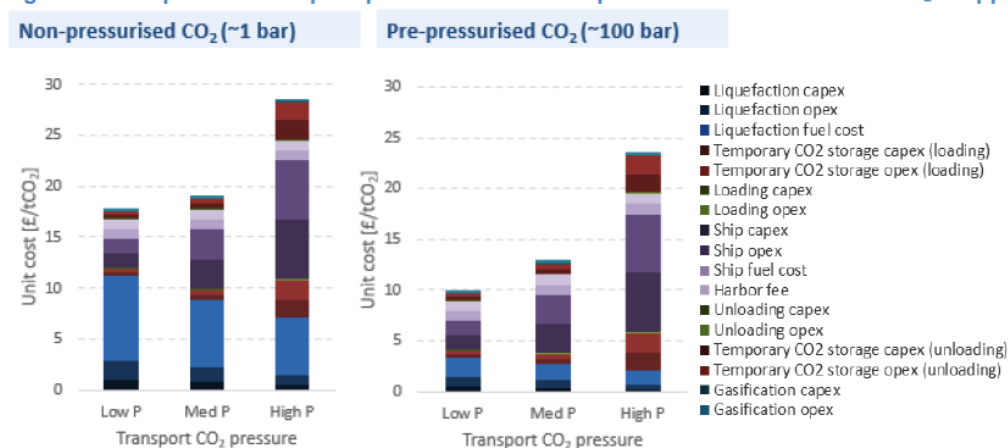


図 3-20 圧力による船舶輸送コストの感度分析

(出典) BEIS 「Shipping CO₂: UK cost estimation study」

- 流量

下図は、異なる流量での CO₂ 輸送コストを示している流量を 1Mtpa 以上に増やすと、輸送コストを 10£/tCO₂ 未満にすることができる。スケールメリットにより、船舶関連のコスト要素は流量を増やすことで削減される。

より大きな船（5 Mtpa の場合 50 kt）を使用するため、輸送燃料費や港湾使用料と同様に、tCO₂ あたりの輸送 CAPEX は減少する。逆に、液化インフラが流量に比例して規模を拡大しても、液化設備のコストは減らず、さらに OPEX が支配的である。

Figure 5-4: Impact of flow rate on unit cost of CO₂ shipping (£/tCO₂), undiscounted

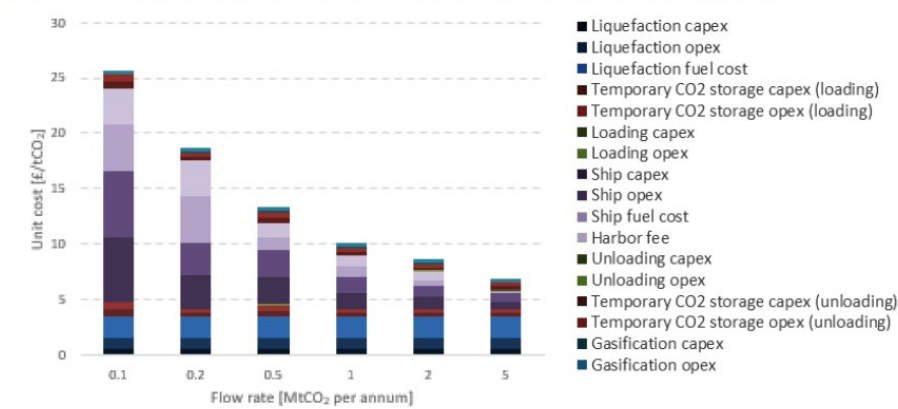


図 3-21 流量による船舶輸送コストの感度分析

（出典）BEIS 「Shipping CO₂: UK cost estimation study」

- 船舶規模

船のサイズが大きくなると、必要な隻数が減り、航行の総数も減るため、港湾使用料や燃料費が削減される。船舶建造のスケールメリットにより、船舶設備投資も減少する。1 万 tCO₂ 以上の船は、船の大型化によって隻数が減らなくなるため、船が必要以上に大型化すると輸送コストが増加するほか、船の容量に比例した保管コストも増加する

Figure 5-5: Impact of ship size on unit cost of CO₂ shipping 1 Mtpa, undiscounted.

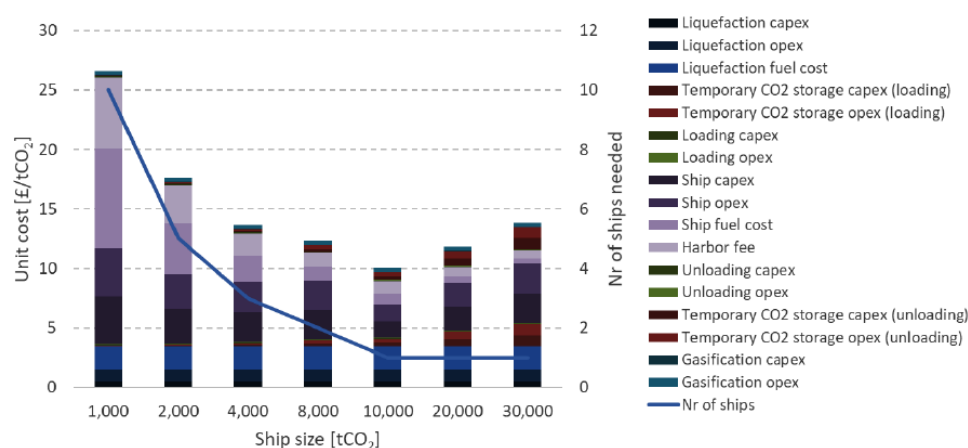


図 3-22 規模による船舶輸送コストの感度分析

(出典) BEIS 「Shipping CO₂: UK cost estimation study」

- その他

下図に示すパラメータそれぞれ感度分析を実施し、リファレンス（10.02 ポンド/tCO₂、総コスト 2 億ポンド）との差分を比較した結果を示す。

距離については、増加させると船の大きさの変更も必要となり、輸送コストが大幅に増加する結果となった。

流量については、小さくすると規模の経済性が低下し、コスト増となる。多くすると大きな船が必要となり総コストは上がるが、単位コストへの影響は少なく、単価を低下できる。

運転年数については、CAPEX を分散できるため、ユニットコストが削減可能である。

積載時間については、増加させるとより大きな船、貯留設備が必要となる。一方短縮する場合は船のサイズを小さくすることはできないため、影響は全くない。

エネルギー・燃料価格については価格の変動に比例して増減するが、船舶燃料の感度はかなり低い。

Figure 5-6: Sensitivities of unit cost (left) and lifetime cost (right) of CO₂ shipping

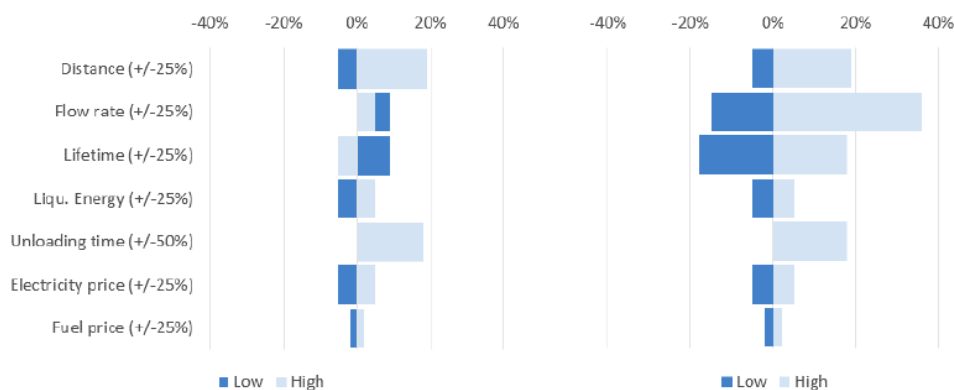


図 3-23 各パラメータによる船舶輸送コストの感度分析結果（ベースラインとの比較）

（出典）BEIS「Shipping CO₂: UK cost estimation study」

3.3.4. 環境省の分析事例

環境省は、分離回収技術の実証、および輸送・貯留・円滑な導入に関する検討をする環境配慮型 CCS 実証事業を実施していた。2016～2020 年にかけて、福岡県大牟田市の三川発電所において化学吸収法（アミン吸収法）による CO₂ 分離回収実証を実施しており、定格運転時に発生する日量約 1,000 トンの CO₂ の 50%以上を分離回収する実証を行った。

上記事業の報告書で、実証事業のデータをベースに、CCS 一貫実証に係る費用、および将来の大規模 CCS 事業の費用の分析を実施している。「実証実現」、「実証理想」、「大規模商用バイオマス発電」、「大規模商用石炭火力」の 4 ケースを評価しており、分離回収はいずれのケースもアミンを用いた化学吸収法を想定しているが、輸送は実証の 2 ケースでは船舶で CO₂ を輸送し、船から直接圧入する方式、大規模商用の 2 ケースでは船舶で CO₂ を輸送し、圧入地にある浮体設備を通じて CO₂ を圧入する方式を想定して推計が実施された。

表 3-45 コスト評価ケースの概要

項目	単位	実証現実	実証理想	大規模商用 バイオマス	大規模商用 石炭火力
		バイオマス		石炭	
CCS 事業期間	年	5 年	20 年		
発電事業期間	年	40 年			
発電設備容量（発電端）	MW	50MW	50MW	808MW	934MW
発電設備容量（送電端）	MW	38MW	35MW	622MW	734MW
発電効率（発電端）HHV	%	25%	25%	30%	42%
CO2 回収率	%	50%	90%	90%	90%
CO2 回収量（日）	t-CO2／日	646	1,163	15,665	15,665
CO2 回収量（年）	kt-CO2／年	200	361	4,574	4,574
輸送・圧入量（年）	kt-CO2／年	62	359	4,551	4,551
貯留地		日本海側			
輸送距離	km	1,400			
輸送条件（CO2 性状）		－30℃2MPa		－50℃0.7MPa	
船の大きさ	t	1,600		10,000	
船隻数	隻	1	6	2	2
圧入井本数	本	1	1	10	10

（出典）環境省「令和 2 年度環境配慮型 CCS 実証事業報告書」

表 3-46 評価対象作業・設備

CCS の段階	作業・設備
合意形成	漁業補償費等
事前探査	弾性波探査、評価井掘削、圧入シミュレーション
発電（評価対象）	燃料搬入から発電まで
回収（評価対象）	CO ₂ 回収から乾燥まで
輸送（評価対象）	液化、液化タンク貯蔵、液化タンク貯蔵から積み込み、船舶輸送、 圧入、昇温・圧入設備（コンプレッサー、FRP（フレキシブルラ イザーパイプ）等）
貯留（評価対象）	坑井設置：坑口装置
モニタリング （評価対象）	運転中（通常時監視、懸念時監視、異常時監視）、圧入終了後、閉 鎖後 地中：坑井内設置圧力・温度他センサー、弾性波モニタリング、連 続モニタリング、海底ケーブル併設、電源ケーブル含む 海洋：定期海水サンプリング、連続モニタリング
閉鎖（評価対象）	圧入井の封止
統合監視	運転中、回収から貯留までを一貫的に監視

（出典）環境省「令和 2 年度環境配慮型 CCS 実証事業報告書」

実証現実ケースでは事業期間が短く、また船舶が一隻（1,600 トン）しか使えず、排出源からの CO₂ 回収率が 50%であっても、そのうち 1/3 程度しか輸送・貯留できないため、実証理想ケースの 4 万円/t-CO₂ に対して、19 万円/t-CO₂ と高コストになっている。

実証理想ケースでは輸送工程のコスト割合が最も大きくなっている。このケースでは船舶数を 6 隻と想定しているため、船舶建造費、運転費の負担が大きくなっていることが要因となっている。そのため、大規模商用ケースで想定しているように船舶の大型化によって輸送効率を高めることが課題としてあげられる。

大規模商用ケースでは回収工程のコスト割合が最も大きくなっているが一般的な回収コストの値に近くなっている。また、2 番目にコスト割合が大きい液化工程について、そのコストの大半は電力コストが占めているため、液化工程の効率化が課題となっている。

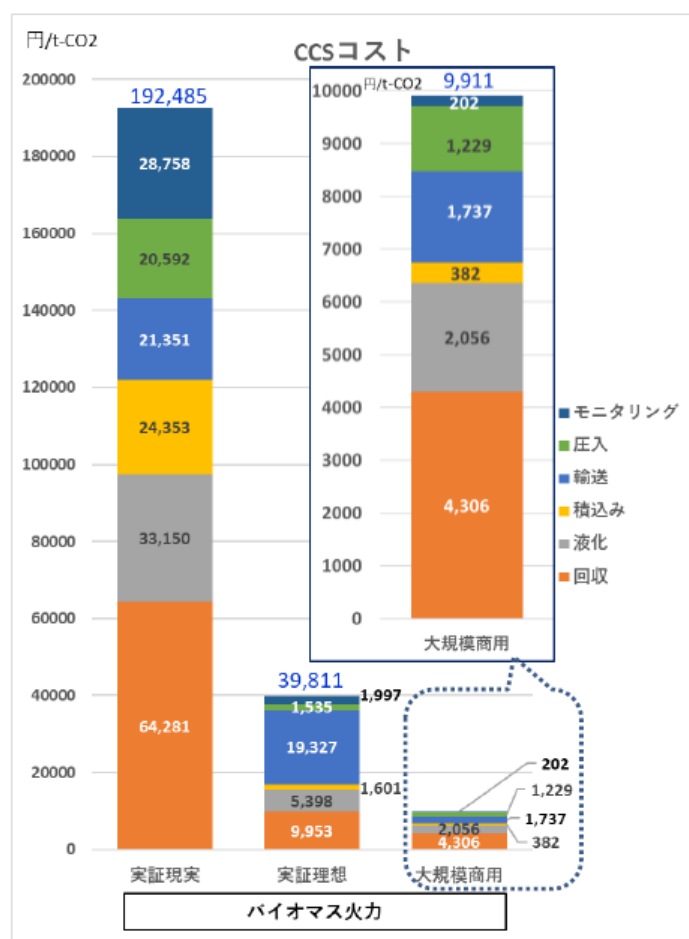


図 4-8 4つのケースの CCS コスト

注) 大規模商用ケースではバイオマス火力と石炭火力の CO₂ 回収量は同量であるため、CCS コストは同じ値となる。

図 3-24 CCS 実施コスト [円/t-CO₂]

(出典) 環境省「令和 2 年度環境配慮型 CCS 実証事業報告書」

LCOE では、実証現実ケースよりも実証理想ケースの方が高くなっている。これは設備規模によるコストの違いと回収設備の容量の違いによる発電効率の低下が要因となっている。また、大規模商用ケースについて、同じ設備規模の場合、発電効率が高い石炭火力の方が LCOE は小さくなる。

LCOE は重要な指標の一つであるが、CCS 付火力発電所が持つ需給調整力や供給の信頼性・安定性などの再生可能エネルギーに代表される他の低炭素電源では提供できない価値が反映されていないことを留意する必要がある。

CCS 付バイオマス発電のようなネガティブエミッション技術については、LOCE を基準として他の低炭素技術と比較するとネガティブエミッションという価値があまり反映されないため、CO₂ 排出強度にベースラインを設けて限界削減コストを基準として比較を実施している。

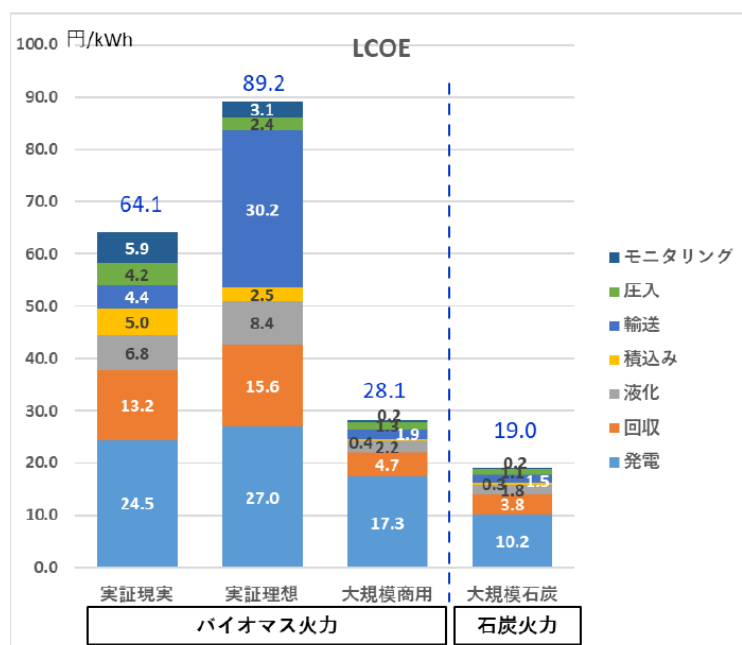


図 3-25 LCOE[円/kWh]の比較

(出典) 環境省「令和 2 年度環境配慮型 CCS 実証事業報告書」

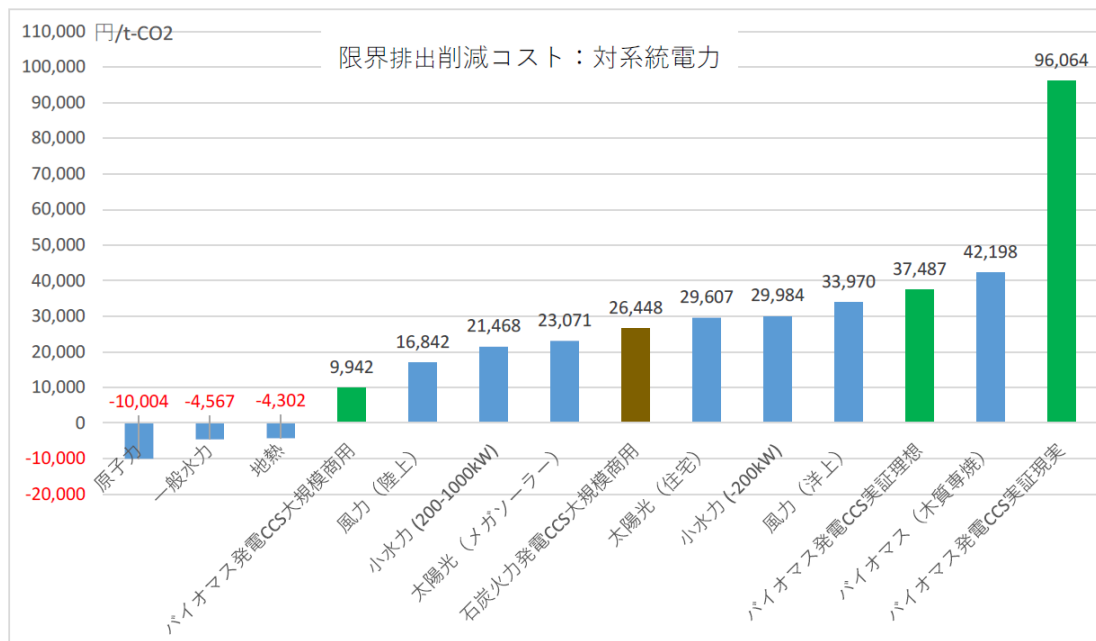


図 3-26 4 ケースと他の発電技術の限界削減コストの比較[円/t-CO2]

※限界削減コストのベースラインは長期エネルギー需給見通しの

2030 年想定値 370g-CO2/kWh、12.5 円/kWh として算定。

※太陽光発電と風力発電については出力変動対策コストも付加している。

(出典) 環境省「令和 2 年度環境配慮型 CCS 実証事業報告書」

3.3.5. 経済産業省 苫小牧 CCS 事業の事例

経済産業省、NEDO、日本 CCS 調査株式会社が 2012 年度から苫小牧において日本初の大規模 CCS 実証試験を開始した。2016 年 4 月より、年間 10 万規模の CO₂ 圧入を開始し、2019 年 11 月までに累計 CO₂ 圧入量 30 万 t 達成している。

約 52%濃度の CO₂ を含む PSA オフガスの一部を隣接する CO₂ 分離・回収/圧入設備まで 1.4km の長さのパイプラインにより輸送して CO₂ を分離・回収し、回収した CO₂ を圧縮し、独立した 2 坑の圧入井（萌別層、滝ノ上層）より、海岸から 3~4km 離れた海底下の異なる深度の 2 層の貯留層へ圧入・貯留する。

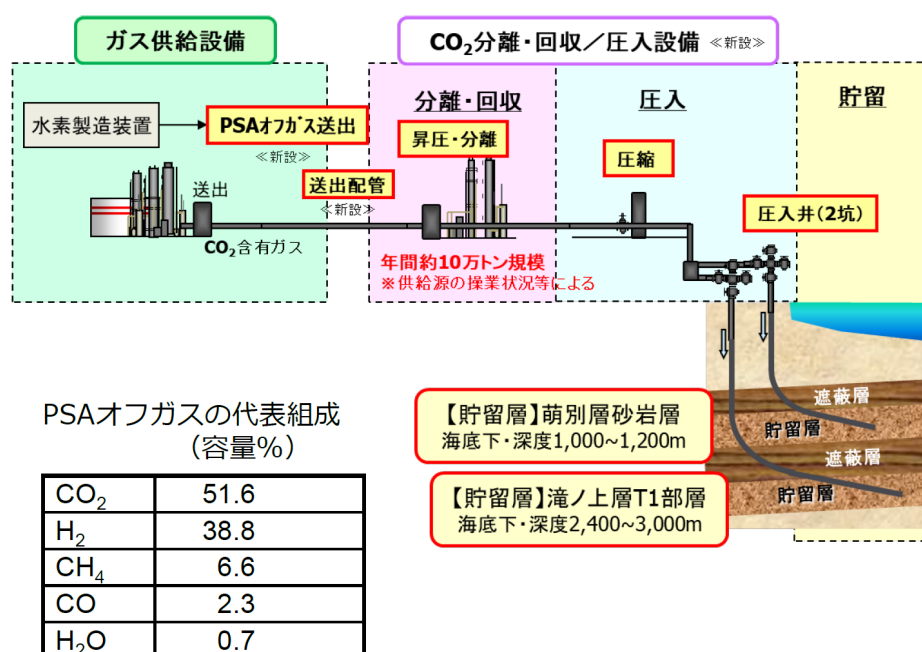


図 3-27 苫小牧 CCS 事業の全体像

(出典) 経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

分離回収プロセスでは、製油所から排出される PSA オフガスを 1.4km のパイプラインにより分離・回収設備に輸送し、PSA オフガスから活性アミン系化学吸収プロセスにより濃度 99%以上の高濃度 CO₂ を回収する。また、本事業では二段吸収法（CO₂ 吸収塔の上段に低濃度 CO₂、下段に中濃度 CO₂ のアミン溶液を供給）を採用しており、さらに低压フラッシュ塔を設置することでエネルギー消費量を低減している。

CO₂ 吸収塔の塔頂から排出される CO₂ 分離回収後の PSA オフガス（約 80%の水素と約 14%のメタン）は、分離・回収/圧入設備等用の熱源および電力を供給する蒸気タービン発電機の燃料として利用している。

回収した CO₂ を 7.38MPa、31.1℃以上まで遠心式圧縮機（第 1 低压 CO₂ 圧縮機、第 2 低压圧縮機、高压 CO₂ 圧縮機）で昇圧し、昇圧した CO₂ を圧入井により海底下の貯留層

に圧入・貯留する。

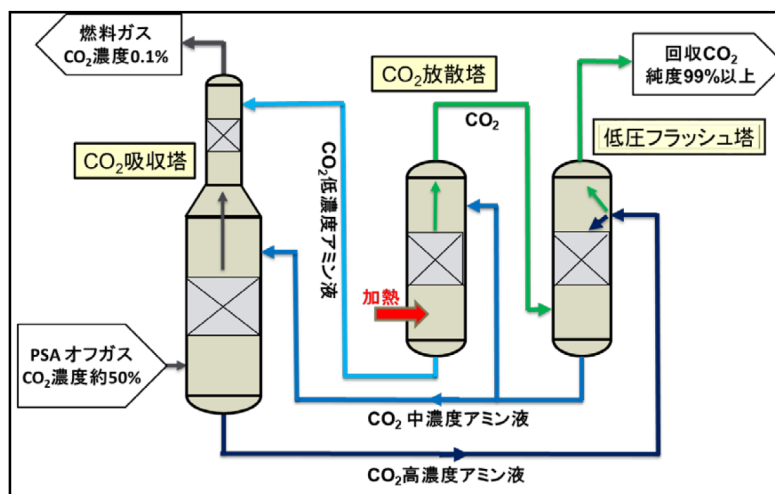


図 3-28 苫小牧 CCS 事業の分離回収プロセスのフロー

(出典) 経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

2 坑の圧入井は、ともに陸上沿岸部から坑口地点から沖合の海底下へ向け掘削されており、水平偏距（坑口位置から坑底までの水平距離）と垂直深度の比が 2 以上の大偏距井となっている。大偏距井の掘削では、非常に長い高傾斜区間を採掘しなければならないため、ケーシングの降下・設置の困難等を克服する高い技術が要求される。

CO₂ はケーシングと呼ばれる坑井を保護する鋼管内に設置されたチュービングと呼ばれる直径 3.5 インチの鋼管を通して貯留層に運ばれ、直径 7 インチのケーシングにスリット等が施された仕上げ区間で地中層に圧入される。

圧入井を陸域から海底下に向けた高傾斜井として陸上掘削したことで、湾港の船舶運業と漁業に対する影響がなくなり、かつプラットフォーム等の設備を必要とする海上掘削に比べて掘削コストが大幅に低減される。

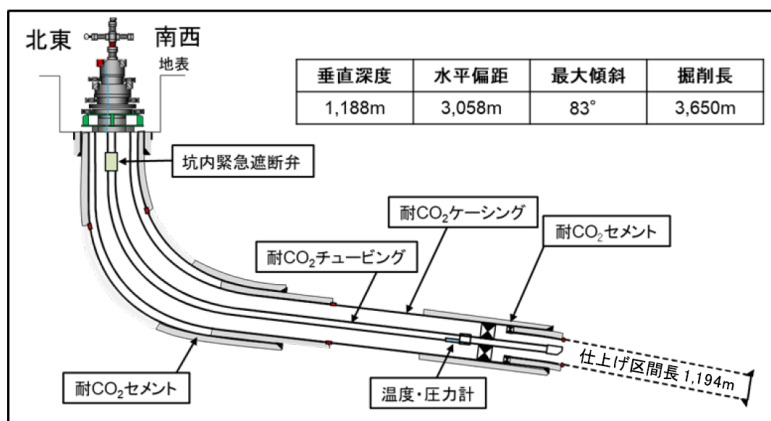


図 3-29 萌別層圧入井の形状

（出典）経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

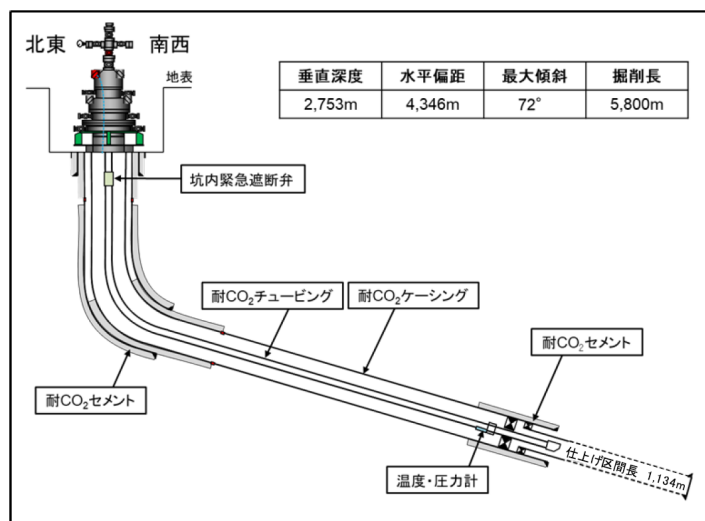


図 3-30 滝ノ上層圧入井の形状

（出典）経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

本事業では、①所定の回収量、回収率、純度、分離・回収エネルギーを達成、②分離・回収に必要なアミン溶液の組成・性能の安定等の分離回収プロセスの実証を達成した。また、2 段階吸収法の実績よりも 56%の削減となっており、2 段階吸収法が有効なプロセスであると評価している。

今後の分離・回収エネルギーの低減に向けて、低圧フラッシュ塔と小型圧縮機を追設した画期的プロセス構成が検討されている。追設によって、吸収塔などの直径を縮小できるため、設備費用の増加は少ないと期待されている。

2 つの貯留層に累計 300,110 トン（萌別層:300,012 トン、滝ノ上層:98 トン）の CO₂ 圧入を達成した。萌別層は圧入性状（砂岩層）が良好であり、50 万~100 万 t/年の CO₂ 圧入可能性が示唆された。滝ノ上層は圧入性状が良好な火山岩層と予想していたが、十分な圧入性を有する貯留層ではなかった。火山岩層の圧入性状の不確実性を予測するかが課題である。

表 3-47 CO₂ 分離・回収エネルギー（消費量）の試験結果

	2016 年度	2017 年度	2019 年度	設計値	1 段階吸収法	画期的プロセス
CO ₂ 回収量 [t/h]	25.3	24.3	26.4	25.3	-	26.4
リボイラー 熱量 [GJ/t]	0.923	0.882	0.915	0.862~0.949	-	0.541
ポンプ電気量 [kWh/t]	19.8	21.0	18.8	19.2	-	22.1
分離・回収 エネルギー [GJ/t-CO ₂]	1.20	1.16	1.18	1.22	2.79	0.73

（出典）経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

苫小牧の実証データをもとに、燃焼前回収（Pre-CC）が可能な水素製造、アンモニア製造、IGCC（石炭ガス化複合発電）の CCS に適用できる年間 20 万 t 規模（苫小牧の設備規模）の実用化モデルのコスト試算、さらに年間 100 万 t 規模（実用化で想定される規模）にスケールアップした実用化モデルのコストが試算された。

CO₂ 圧縮の運転コストが 2,174 円/t で CCS コストの 19.5%を占めており、その大部分は CO₂ 圧縮機の電力コストによるものであり、コスト低減には圧縮機効率の向上が重要。海洋環境調査は 1,540 円/t-CO₂ で、CCS コストの 13.8%を占めるため、必要な調査回数のみ実施することにより、一定程度の削減は可能と考えられる。

表 3-48 実証事業と実用化モデルの主要な相違箇所

設備構成	苫小牧 実証事業	実用化モデル
原料ガス圧縮設備	原料ガス圧縮機	なし
CO ₂ 圧縮設備	第一低圧・第二低圧圧縮機、高圧圧縮機	第一低圧・第二低圧圧縮機
自家発電設備	高圧蒸気発電機	なし（オフガスは別途回収）
ボイラー設備	高圧ボイラー（発電用） 低圧ボイラー（アミン再生用）	低圧ボイラー
圧入井	滝ノ上層圧入井、萌別層圧入井	萌別層圧入井

（出典）経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

表 3-49 年間 20 万 t 実用化モデルの設備コストと運転コスト（消費税抜き）

設備構成 コスト分類	設備コスト		運転コスト		合計	
	円/t	%	円/t	%	円/t	%
分離・回収	335	3.0	1,860	16.7	2,195	19.7
CO ₂ 圧縮	385	3.4	2,174	19.5	2,559	22.9
共通設備	132	1.2	686	6.2	818	7.4
圧入井・貯留	922	8.3	4,635	41.7	5,557	50.0
合計	1,774	15.9	9,355	84.1	11,129	100.0

※試算条件

- ・ CO₂ 原料ガスは PSA 上流から分岐し、オフガスは PSA 上流に戻す
- ・ CO₂ 輸送費は含めず。建屋費用・運転員労務費等は、製油所から提供されるとし、コストには含めず。
- ・ 燃料ガス単価:1,205 円/GJ（48.2 円/Nm³ に相当）、電力単価:10.82 円/kWh（消費税抜き）

（出典）経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

年間 100 万 t 規模の分離・回収/圧入・貯留では、スケール効果による設備コストの低減が期待できる。また、燃料ガスや電力の単価が CCS コストに与える影響は大きい。本試算では外部購入することを想定しているが、CCS 設備が IGCC 等に隣接する場合は同一工場燃料ガスや電力を融通することができ、単価を低減できると考えられる。

CO₂ 回収率を 99.9%から 95%に減少させた場合、分離・回収エネルギーを約 9.5%低減することができるため、100 万 t 規模の CCS コストは 6,052 円/t-CO₂(Cap)となる。また、画期的プロセスを適用した場合は 5,715 円/t-CO₂ 円/t-CO₂(Cap)となる。

表 3-50 実用化モデルでの年間 20 万 t と年間 100 万 t の CCS のコスト比較

CCS コスト (円/t-CO ₂)	20 万 t (実用化モデルにおける イメージ)	100 万 t (実用化モデルにおける イメージ)
1) 分離・回収／圧入		
設備コスト	852	590
運転コスト	4,720	4,079
合計	5,572	4,669
2) 圧入井・貯留		
設備コスト	922	369
運転コスト	4,635	1,148
合計	5,557	1,517
3) 総合計		
Captured	11,129	6,186
Avoided	13,328	7,261
4) CO ₂ 排出係数 (分離・回収／圧入設備から排出された CO ₂ t 数) ÷ (分離・回収／圧入した CO ₂ t 数)		
t-CO ₂ /t-CO ₂	0.165	0.148

※Captured cost : CCS コスト/圧入した CO₂ 量

※Avoided cost : CCS コスト/(圧入した CO₂ 量－CCS で発生した CO₂ 量)

(出典) 経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

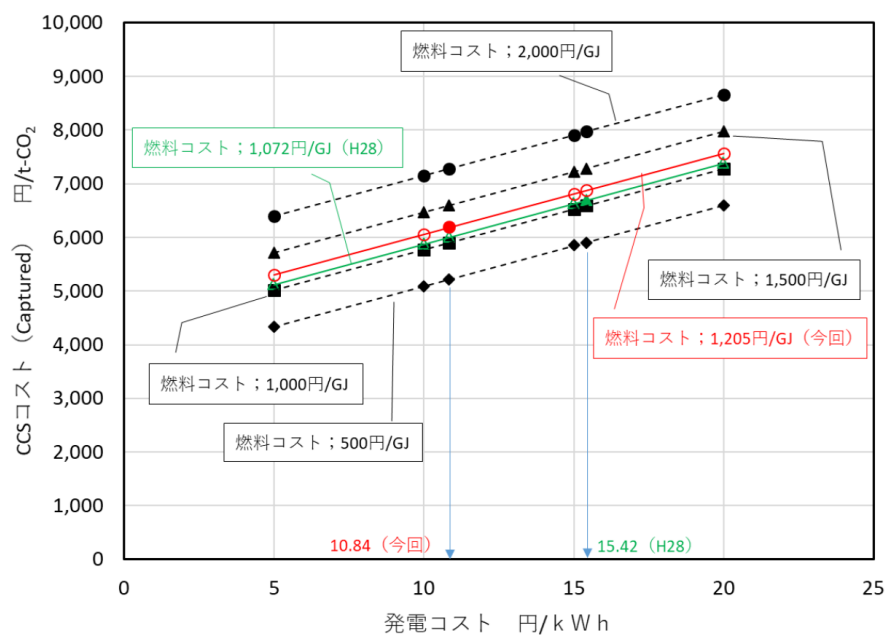


図 3-31 電力単価と CCS コスト(Cap)の関係(100 万 y 実用化モデル)

(出典) 経済産業省「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」

3.3.6. 国内 CCUS サプライチェーンコスト低減の方向性

これまで分析した各種事例を参考に、国内における CCUS コスト低減の方向性について以下の表のとおり整理した。

表 3-51 国内 CCUS サプライチェーンコスト低減の可能性

プロセス	コスト低減の方向性	
回収	排出源	- 将来的に炭素税が導入される場合、CCS なし火力より CCS 付き火力の方が、発電コストが安くなる場合がある。例えば BEIS の分析では、炭素税を段階的に増加させ 2050 年時点で約 200£/t-CO₂ の炭素税が導入される総知恵の場合、天然ガス火力で CCS あり・なしを比較すると、CCS ありの方が、発電コストが安くなる可能性が示唆されている。<u>国内におけるカーボンプライシングの導入時期や価格の見通しを踏まえ、火力発電等への CCS の導入を考えていく。</u> <u>火力発電の場合、設備利用率が高いほど、回収コストが下がる。</u>例えば NPC の分析では、石炭火力発電所では 85% の時は 104 ドル/トンであることにに対し、35% の時は 217 ドル/トンとおおよそ 2 倍近くの差がある。回収規模が小さいほどエネルギー量は減るものの、エネルギー以外の OPEX や CAPEX には規模の経済が働かなくなるためである。<u>排出源の設備利用率とコストのバランスを考慮した稼働を考える必要がある。</u>
	回収設備	- 回収規模が大きいほどコストが下がる。例えば、GCCSI の分析では、石炭火力発電の場合、回収容量が 0.15Mtpa では 70 ドル/t-CO₂ である一方、1.5Mtpa では 52 ドル/t-CO₂ とコスト低減が望める。CCS 実装の初期段階では、<u>比較的大規模な排出源に大規模な回収設備を導入していくことでコスト低減を図る。</u> <u>回収設備をモジュール化することで、プラント設計が標準化され、設計・建設に係る期間・費用を削減することができる。</u>
	プロセス	プロセスによっては排熱等を利用できる場合があり、回収コスト削減に繋がる。<u>CCS を導入する排出源およびその周辺のエネルギー利用状況や余剰エネルギーの有無を把握し、使えるエネルギーを使うことでコスト低減を図る。</u>
	技術開発	- 化学吸収法の場合、脱離の熱エネルギーに係るコストが多くを占める。<u>最適な蒸気供給が可能なシステム開発</u>によって回収コスト削減が見込める。 - その他、吸収材に関しては、<u>より吸着速度の速い吸着剤を開発することで回収コストの削減が可能。</u>また、アミンの交換は OPEX に影響を与えるため、<u>新化合物や溶剤添加剤による溶剤劣化の低減</u>によって、回収コスト削減に繋げられる。
液化圧縮	設備	コンプレッサーの CAPEX と、駆動に係るエネルギーコストが主なコスト因子。エネルギーコストは流量に比例して大きくなる一方、CAPEX は流量が増えるほど CO₂ トン当たりのコストは低減する。
	技術開発	<u>圧縮機効率の向上</u>がコスト低減につながる可能性がある。
PL 輸送	CO ₂ の形態	他の条件が同じであれば、密相の方が気相よりもパイプラインの直径が小さく、パイプラインコストが削減可能である。パイプライン輸送を選択する場合は、<u>密相での輸送を選択し</u>、パイプライン建設に当たっては<u>高い圧力に耐えられる設備・材料を選択</u>する。
	規模	小さい規模の場合は非常に高コストになるが、規模が大きくなるにつれコストが低減し、メガトン規模輸送になると平準化される。<u>小規模（NPC の分析によると 2 Mtpa 以下）の場合は鉄道もしくはトラック輸送を、それ以上の場合はパイプライン輸送を選択</u>すると、コストの最適化が図れる。
	距離	輸送距離が長くなるほどコスト高となる。中程度の規模の場合、非常に長距離の場合は船舶輸送が有利になる。
船舶輸送	規模	<u>タンクへの流量を増加</u>すればするほど、CO₂ トン当たりのコストを削減可能。なお、液化や再ガス化のコストは、流量が大きくなってもトン当たりのコストは削減されない。

プロセス	コスト低減の方向性	
		船のサイズが大きくなると、必要な隻数が減り、航行の総数も減るため、港湾使用料や燃料費が削減される。船舶建造のスケールメリットにより、船舶設備投資も減少する。一方、1 万 t-CO₂ 以上の船は、船の大型化によって隻数が減らなくなるため、船が必要以上に大型化すると輸送コストが増加するほか、船の容量に比例した保管コストも増加する。国内の港湾の状況にもよるが、<u>一定規模まで大規模化（1 万 t-CO₂ 程度）</u>し、コスト低減を図る。
	距離	中程度規模以上の場合、輸送距離が非常に長くなると、船舶輸送がパイプライン輸送に比べて経済的に有利になる。<u>輸送距離が非常に長距離の場合は船舶輸送を選択</u>する。
	圧力	輸送圧力が上がれば上がるほど液化に係るコストは下がる一方、輸送費や貯留費が増加する。<u>低圧が最もコストが低くなる</u>。
	技術開発	既存の LNG 船や LPG 船を CO₂ 船に改造することは、技術的には可能であるが、船舶の設備容量が総輸送コストの約 14%に相当すること、改造に設備投資の一部が必要であることから、既存船を再利用してもコスト削減はごくわずかであり、新造船に比べて最適化されていないと予想されている。<u>既存の LNG 船や LPG 船を CO₂ 船に改造するより、CO₂ 輸送船は新規に製造</u>することが良いと考えられる。
貯留モニタリング	サイト	既存のデータとインフラストラクチャの再利用が可能な陸上サイトが最もコストが低い。オフショアサイトではデータがほとんどないためコスト高になりやすく、さらに再利用するインフラがない場合は最もコストが高くなることがわかっている。日本は沖合貯留のポテンシャルが高い一方、サイトに関する知見が少ない状況である。<u>サイトの知見の蓄積や共有が重要</u>となる（JOGMEC を中心に実施予定）。
	モニタリング	- モニタリングや探査は、その回数や品質が高くなればなるほど高コストになる。<u>必要な頻度・回数を適切に見極め実施する必要がある</u>。 - 貯留事業が展開するにつれ、探査やモニタリングのノウハウが蓄積される。<u>実施済みの事業の知見を十分に活用</u>していくことが重要。
	技術開発	- 既存技術が既に確立しているが、<u>最新のデジタル技術の活用や自動化等によりコスト低減が可能</u>である。 - サイト探査の段階で漏えいの可能性が非常に低いサイトを選択していることから、CO₂ の漏えいが仮にあったとしてもその量は微量であると考えられる。<u>少量の CO₂ を検出する機器はコスト高になることが多く、技術開発が必要</u>。

（出典）みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

4. CO2 サプライチェーンに関する市場動向調査

CO2 サプライチェーンに関する市場動向を把握するため、CCUS プロジェクトを実施している事業者にはアヒアリングを行い、商用化・事業化に向けてプロジェクト実施者が認識する課題や想定するビジネスモデルを調査した。

4.1. ヒアリング調査の概要

表 3-2 で調査対象としたプロジェクトに加え、DACCS/CCU 関連のプロジェクトに携わる事業者を対象にヒアリング調査を実施した。回答が得られた事業者は 7 社であった。なお、7 社に対して実施したヒアリング項目は、以下の通り。

<ヒアリング項目>

○CCU/CCS の実施理由はなにか。

- CO2 活用先としてその形態・製品を選んだ理由は何か。(例：燃料利用でも合成燃料、合成メタン、SAF 等の活用先が存在)
- CO2 回収・貯留・利用の目的は何か。(例：目標達成、クレジット化、規制対応、制度活用(補助金・助成金取得、税制優遇等)等)

○どこで収益を得ているか/どこで収益を得るビジネスモデルを想定しているか。

- CO2 の有償取引によるものか。
- 低炭素・脱炭素製品の販売による収益か。
- クレジット等、環境価値によるものか。

○CO2 価格はどのように設定しているか。

- 油価や炭素価格(EU-ETS 等)の影響を受けて変化するものか。
- 個社間の契約に基づき設定されるものか。

○実ビジネスとして開始される時期はいつごろを想定しているか。

○ビジネスモデルの確立に向けた重要な要素は何か。

- 技術開発、マーケティング戦略、規制対応、連携先

4.2. ヒアリング調査結果の概要

ヒアリング調査の結果は以下の通り。

4.2.1. ヒアリング調査結果の全体概要

ヒアリング調査結果の全体概要は表 4-1 の通り。

CCU/CCS の実施目的としては、税額控除や補助金等を得ること、除去クレジットの販売収益を得ることが目的であるとの回答であった。一方で、7 社の内、多くの事業者が、CO₂ 排出量を抑えることで炭素税や排出権取引制度のコスト負担を軽減することが目的であると回答した。

表 4-1 ヒアリング調査結果の全体概要

質問項目	回答結果
CCU/CCS を実施する理由	・ クレジット化、排出削減目標の達成、税額控除、税制優遇、補助金取得、規制対応、環境製品（ブルー水素製造）
想定するビジネスモデル	・ 税額控除・補助金等による収益 ・ 除去クレジット販売による収益 ・ 排出量削減に伴う炭素税等のコスト負担の軽減 ・ DAC 由来 CO ₂ を利用した低炭素製品の販売
CO ₂ 取引価格の設定	・ 相対契約
商業開始時期	・ 2025 年～
ビジネス確立の重要な要素	・ 技術開発、マーケティング戦略、広大な土地の確保、規制市場、連携先確保、需要側のコミットメント、プロジェクト実行能力、制度・ルールへの CCU/CCS 技術の反映、支援策、等

ヒアリング調査結果を踏まえると、現時点では、CCU/CCS の実施コストが大きいため、収益化が見込めるビジネスとして実施されているわけではなく、あくまでも規制対応や排出削減目標達成のための手段として実施されていると考えられる。一方で、将来的には、除去クレジットや DAC 由来 CO₂ を利用した低炭素製品の販売に伴う収益化が見込む事業者も存在する結果となった。

5. CO2 サプライチェーンに関する関連政策調査

EU、イギリス、米国における CCUS に関連する政策動向を、特に CO2 の輸送に着目しながら整理した。

5.1. EU

EU は 2021 年 6 月に、欧州気候法において、1990 年比で 55%削減を 2030 年までの拘束力ある排出削減目標として定めた。この目標を達成するための政策パッケージとして、2021 年 7 月に、EU-ETS や再生可能エネルギー指令の改正案を含む **Fit for 55** を発表した。さらに 2021 年 12 月には、ガス規制・ガス指令の改正案などを含む、**Fit for 55** を補完する第二弾政策パッケージを発表した。その後も、カーボンニュートラル達成に向けた様々な政策案を発表している。

CCUS に関連する政策も打ち出されている。まず欧州委員会は 2021 年 12 月に **Sustainable Carbon Cycles** 計画を発表し、CCUS の今後の実施計画を定めた。さらに 2022 年 12 月には炭素除去認証制度案を公表し、炭素除去の基準を整備し始めている。支援策の観点では、2022 年 6 月に発効した改正 **TEN-E** 規制において、CO2 輸送インフラを優先すべき支援対象の一つとして位置づけている。また、EU-ETS では、回収して恒久的に貯留された CO2 分は償却必要排出量から控除されるため、CCS 導入のインセンティブになっている。CCU の中でも合成燃料については、再生可能エネルギー指令による拘束力ある再エネ割合目標に使えることで、導入インセンティブが与えられている。これらの動向の詳細を、以下の通り整理した。

5.1.1. Sustainable Carbon Cycles 計画

(1) 概要

欧州委員会は炭素除去に関する行動計画として、2021 年 12 月に「Sustainable Carbon Cycles」計画を発表した。カーボンファーミングと産業における CCUS に関して、表 5-1 のように目標と実施計画を定めた。

表 5-1 Sustainable Carbon Cycles 計画の主な内容

項目	カーボンファーミング	産業における CCUS
概要	• 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、土地セクターでの除去量 310MtCO₂eq を目指す • 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 • Innovation Fund、Horizon Europe などのを通じ、カーボンファーミングへ資金提供	• 2028 年までに、産業によって回収・輸送・使用・貯留された 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 • 木造建築製品の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

(出典) 欧州委員会「COM(2021)800 final」よりみずほリサーチ&テクノロジー作成

(2) 炭素除去認証制度

Sustainable Carbon Cycle 計画では、上記の目標と実施計画の他、2022 年末までに炭素除去量の算定と認証に関する制度を提案しており、2022 年 12 月に本制度の枠組案が発表された。本制度は、EU で精製された炭素除去を認証するための自発的な制度であり、各企業がグリーンウォッシュを避けながら炭素除去の行動を示すことができるようにすることで、炭素除去の取組を拡大することを目的としている。枠組案では高品質な炭素除去を定義する基準と、除去の信頼性をモニタリング・報告・検証するプロセスを定めている。本

本制度の対象となる炭素除去とは、「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」と定義されている。具体的な該当例は、表 5-2 の通りである。短期的な貯留や、化石由来の炭素を貯留する取組は対象外となっている。

表 5-2 炭素除去認証制度の対象活動

恒久的な炭素の貯留	カーボンファーミング	長期的に持続する 製品・原料への炭素貯留
• BECCS • DACCS	• 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	• 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」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

枠組案では、炭素除去活動が満たすべき基準を、「Qualification（定量化）」「Additionality（追加性）」「Long-term Storage（長期貯留）」「Sustainability（持続可能性）」の4つを定めた。それぞれの頭文字を取って、QUALITYと名付けられており、それぞれの詳細は以下の通りである。なお、それぞれの基準の詳細については、Expert Group on Carbon Removalsが除去活動タイプごとに開発して、今後委任法で定める予定である。

【Qualification】

- 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】

- EUと国の法定要件を超えて、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】

- 貯留された炭素が放出されるリスクをモニタリングして軽減しており、炭素の長期貯留を目指していることを実証すること。

【Sustainability】

- 「気候変動緩和・適用」「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」のいずれにも悪影響を及ぼさないこと。

今後の制度の運用方法としては、認証を取得したい炭素除去活動の実施者は、欧州委員会が承認した公的または民間の認証スキームに申請書を提出し、認証機関に対して適用した方法論とその適格性を示す情報を提出することになる。それを受けて認証機関が監査を行い、取り組みに対して監査報告書と認証を発行し、それをレジストリ上で公開することで透明性を確保する。

5.1.2. TEN-E 規制

TEN-E 規制（Trans-European Networks for Energy Regulation）とは、EU が共通利益プロジェクト（PCI: Project of Common Interest）として支援する、国境を超えるエネルギーインフラを選定する基準を定めるものである。2020 年 12 月に欧州委員から TEN-E 規制の改訂案が発表され、2022 年 6 月に改訂案が発効している。

改訂された本規制では、11 個の優先回廊が設定されている。2013 年に発効した改訂前の TEN-E 規制では、「電力」、「ガス」、「石油」の 3 つにおける優先すべき接続インフラが優先回廊として定められていた。一方で、改訂後の規制では、石油・天然ガスのインフラは対象から外れ、「電力」、「オフショアグリッド」、「水素と電解槽」の 3 つにおける優先すべき接続インフラが以下を優先回廊として設定している。

表 5-3 改正 TEN-E 規制における優先回廊

電力	① 西ヨーロッパの南北相互接続（NSI West Electricity） ② 中央東部ヨーロッパと南東ヨーロッパの南北相互接続（NSI East Electricity） ③ 電力のバルト地域エネルギー市場相互接続計画（BEMIP Electricity）
オフショア グリッド	④ 北海オフショアグリッド（NSOG） ⑤ バルト海のエネルギー市場相互接続計画（BEMIP offshore） ⑥ 南と西のオフショアグリッド（SW offshore） ⑦ 南と東のオフショアグリッド（SE offshore） ⑧ 太平洋オフショアグリッド
水素と電解槽	⑨ 西ヨーロッパの <u>水素</u> 相互接続（HI West） ⑩ 西中央ヨーロッパと南西ヨーロッパの <u>水素</u> 相互接続（HI East） ⑪ <u>水素</u> のバルト海のエネルギー市場相互接続計画（BEMIP Hydrogen）

（出典）欧州委員会「Regulation(EU) 2022/869」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

改訂された本規制は、3 個の優先領域も設定しており、「スマートグリッド」、「国境を越えた CO2 ネットワーク」、「スマートガスをグリッド」の 3 つを挙げている。なかでも「国境を越えた CO2 ネットワーク」として、地質的貯留・合成燃料の原料利用を目的とした、加盟国間及び近隣国間における CO2 の輸送と貯留に関わる、CO2 輸送専用パイプライン、船舶や陸上輸送（車・鉄道）などの様々な輸送モードを考慮した CO2 の液化・貯留設備、CO2 注入設備、モニタリングなどに必要な設備を具体的に優先領域として整理している。

5.1.3. 再生可能エネルギー指令

再生可能エネルギー指令（Renewable Energy Directive）とは、EU 加盟国に対して再エネ導入に関する目標設定を求める指令である。2018 年 12 月に RED II が発効しており、2021 年 7 月に Fit for 55 の一つとして、RED II の改正案（以下、RED III 案）が発表されている。現在は、RED III 案の採択に向けて、欧州理事会及び欧州議会が議論しているところであり、2023 年第 1 四半期までに採択される予定である。

RED II および RED III 案における再エネ導入目標では、再生エネ由来電力と CO₂ で製造された合成燃料も、再エネとして目標に適用することができる。そのため本規制は、CCU の一つである合成燃料の導入促進を促進するものとなっている。

(1) RED III 案の概要

欧州委員会が 2021 年に発表した RED III 案の目標は、表 5-4 の通りである。RED II の目標を大きく引き上げており、加えて、建築部門における再エネ導入目標や運輸部門における RFNBO の導入目標、産業部門における再エネ導入目標・再生可能水素の導入目標を新設し、その達成を各国に求める提案となっている（ただし、冷暖房部門の目標は努力目標である）。

表 5-4 REDⅡとREDⅢの主な数値目標

部門	REDⅡ	REDⅢ案
EU 全体	● 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	● 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	● 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	● 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	—	● 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	—	● 再エネ割合を 2030 年に 49%に増加（努力目標）
冷暖房部門	● 再エネ割合を毎年 1.3 ポイント増加（努力目標）	● 再エネ割合を毎年 1.1 ポイント増加
地域冷暖房部門	● 再エネ+廃熱の割合を毎年 1 ポイント以上増加	● 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」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

さらに欧州委員会は、2022年5月に、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。その中で、表 5-5 の通り、RED III 案の目標割合をさらに引き上げることを提示している。

表 5-5 REPowerEU による数値目標の引き上げ

再エネ割合目標	REDⅢ案（REPowerEU 計画反映前）	REDⅢ案（REPowerEU 計画反映後）
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割合を 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」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(2) 合成燃料の位置づけ

RED II 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）を、「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」と定義している。RED III 案では、使用用途を輸送分野に限定せず、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、RED II では運輸部門における再エネ割合目標において適用することができ、RED III 案では各部門における再エネ導入目標において適用することができる。

定義を踏まえると、RFNBO には、再生可能電力を用いて生産された水素、及びその水素を用いて生産された合成燃料が該当する。よって、再生可能エネルギー指令は、再エネ電力だけでなく、合成燃料の導入インセンティブも与える制度となっている。

ただし、再エネ割合目標に適用可能な 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 及び RED III 案の委任規則で定める予定となっており、欧州委員会は 2023 年 2 月にその規則案を公表した。今後、欧州議会・EU 理事会において本規則案の採択について審議が行われる。

5.1.4. EU-ETS

欧州排出量取引制度（EU-ETS）は、2005 年から導入されている EU 域内における排出量取引制度である。第 1 フェーズ（2005-2007 年）、第 2 フェーズ（2008-2012 年）、第 3 フェーズ（2013-2020 年）を経て、現在は第 4 フェーズ（2021-2030 年）に該当し、制度概要は表 5-6 の通りである。

表 5-6 EU-ETS の第 4 フェーズの概要

対象	■国：EU 加盟国 27 か国に EEA-EFTA 国の 3 か国を加えた 30 か国 ■ガス：CO₂、N₂O、PFCs ■部門：発電、産業（石油精製、鉄鋼、製鉄、アルミニウム、金属、セメント、石灰、ガラス、セラミック、パルプ、紙、段ボール、有機化合物製造）、航空（EEA 内発着の運航）
カバー率	■EU 域内の年間排出量の約 40%
CAP 設定	■航空以外：2021 年は 1,572MtCO₂e、2030 年まで毎年 2.2%削減。 ■航空：2021 年は 38MtCO₂e、2030 年まで毎年 2.2%削減。
割当方法	■発電 - すべて有償割当（オークション） ■産業 - 基本は有償割当（オークション）で、一部は無償割当（ベンチマーク方式） - ベンチマーク方式で算出された排出枠の約 30%が無償割当される - 無償割当の割合は、2026 年以降 30%から徐々に削減し、2030 年には 0%にすることで有償割当に完全移行する形 - 各業種に設定されるベンチマーク値は、初期値が年 2 回更新され、毎年 0.2～1.6%削減 - 炭素リーケージが高いと判断された 63 業種については、無償割当（ベンチマーク方式）で算出された排出枠の 100%を割当 ■航空 - 航空部門に設定された CAP の 82%を無償割当（ベンチマーク方式）、15%を有償割当（オークション）で割当

（出所）欧州委員会「Directive (EU) 2018/410」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

EU ETS における CCS の扱いは、2009 年の EU-ETS 指令の改訂時に、恒久的な貯留のために回収されて貯留設備に輸送されたことが確認された排出量は、排出枠を償却する義務が生じないというルールが定められている。つまり、排出された CO₂ を CCS すれば EU-ETS における排出枠調達の負担を減らすことができるため、EU-ETS は CCS 導入のインセンティブを与えていると言える。

欧州委員会は、2021 年 7 月に EU-ETS の改正案を提示した、対象部門を海運事業者に拡大し、CAP の削減率の強化、無償割当から有償割当への移行などを進める方針が示された。さらに改正案では、RFNBO の原料となる CO₂ の扱いとして、表 5-7 の通りに提案している。つまり、合成燃料の原料 CO₂ については、原排出側で EU-ETS の対象として計上され、燃料消費側では EU-ETS の対象としない形で検討を進めている。このような整理になれば、EU-ETS によって合成燃料の利用側にインセンティブが与えられ、そのインセンティブにより合成燃料の需要が生まれて原排出側にも金銭的なメリットが生じると考えられる。

表 5-7 EU-ETS 改正案における RFNBO の原料 CO₂ の扱い

前文 (40)	- EU-ETS の対象となる活動において、CO₂ を用いて RFNBO 及び RCF を生産する場合は、その CO₂ 排出量は当該活動のもとで算定されるべきである。 - RED II における RFNBO・RCF の扱い方も踏まえて、算定方法の調整を進める。
14 条 1 項	RFNBO・RCF からの排出される CO₂ については二重計上を回避する。

(出所) 欧州委員会「COM (2021) 551」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

なお、EU-ETS の改正案については、現時点で詳細な指令案の文章が未発表であるが、2022 年 12 月に EU 理事会と欧州議会の間で政治的合意に達している。

5.2. イギリス

イギリスでは、2019年に2050年ネットゼロの目標が定められ、以降、その達成に向けた気候変動関連の政策の整備が進んでいる。2020年11月にはTen Point Plan（グリーン産業革命のための10項目計画）、2021年10月にはネットゼロ戦略、2022年4月にはロシアのウクライナ侵攻を踏まえたエネルギー安全保障戦略を発表しており、CCUSの実施計画および目標を定めている。さらに、CCUS business modelと呼ばれる、CCUSの事業運営を支えるための支援策の検討を進めている。また、国内に導入されている排出量取引制度であるUK-ETSは、EU-ETSと同様に、CCSにより貯留された排出量は償却必要量から除外することができるため、CCSの導入インセンティブを与えている。CCUのなかでも合成燃料については、輸送用燃料事業者を対象にしたRTFO制度が規制型の制度として導入されている。各政策の詳細は、以下の通りである。

5.2.1. Ten Point Plan

イギリス政府は2020年10月に「Ten Point Plan（グリーン産業革命のための10項目計画）」を発表した。10項目は、①洋上風力、②水素③原子力、④EV、⑤交通機関、⑥航空・海運、⑦建築、⑧CCUS、⑨環境保全、⑩グリーン投資である。

⑧CCUSについては、2030年までに年間1,000万tのCO₂回収を目指す目標を設定し、そのために最大10億£のCCUSインフラ基金を設立して投資すると発表している。また、具体的なプロジェクトとして、2020年代半ばまでに2つの産業クラスターで、2030年までに4つの産業クラスターでCCUSを確立する目標を定めている。また、②水素日手は、2025年までに生産能力を1GWに、2030年までに5GWにする目標を定めた。

5.2.2. ネットゼロ戦略

イギリス政府は2021年10月に「ネットゼロ戦略（Net Zero Strategy）」を発表した。電力、水素、CCUS、輸送、GGR（Greenhouse Gas Removals）などについて、2050年かネットゼロに向けた目標と実施内容を整理した。

CCUSについては、Ten Point Planで掲げた目標を引き上げて、2030年までに年間2,000万-3,000万tCO₂を回収・貯留するとした。そのために、3億1,500万£の産業エネルギー変革基金を通じて、産業の脱炭素化に向けた資金提供をすると公表した。

またGGRについては、GGR技術の例として植林、土壌炭素貯留、DACCS、BECCS、建設木材、バイオ炭、風化促進などを挙げて、それらの技術開発・普及に1億£を投資すると発表した。目標として、GGR技術を用いて2030年までに年間500万tCO₂の除去を目指すとし、GGRのモニタリング、報告、検証の手法も検討するとした。

5.2.3. エネルギー安全保障戦略

イギリス政府は 2022 年 4 月に「Energy Security Strategy」を発表し、パンデミック後のエネルギー需要拡大とロシア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価格高騰に対応する戦略を提示した。2022 年末までにロシア産の石油・石炭の使用を段階的に廃止し、早急にロシア産 LNG の輸入停止にコミットすると明言した。

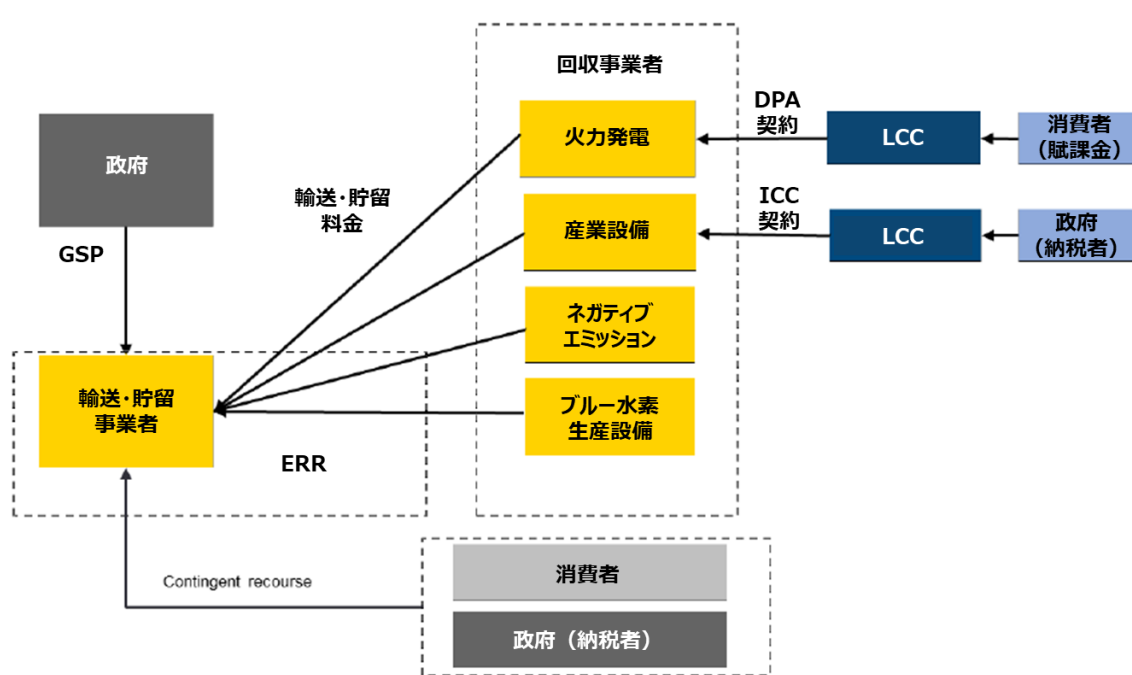
その代わりに、低炭素燃料への移行を強化する方針を示した。水素の導入目標値を「Ten Point Plan」時から倍増させ、2025 年までに電解水素を 1GW、CCUS を用いたブルー水素を 1GW の生産容量を稼働中又は建設中とすることを、2030 年までには低炭素水素の生産能力を 10GW とすることを目標とした。

5.2.4. CCUS business model

(1) 概要

イギリスのビジネス・エネルギー産業戦略省（BEIS）は、CCUS への民間投資を呼び込むことを目的に、CAPEX および稼働時への支援体制を含めた CCUS ビジネスモデル（CCUS business model）の検討を実施している。2019 年 7 月に「Business models for Carbon Capture, Usage and Storage」を発表してコンサルテーションを実施し、2020 年 12 月に草案を公表した後、随時更新案を公表している。

CCUS business model で検討対象となっているのは、①輸送・貯留、②産業設備用 CCUS、③CCUS 付き発電の 3 つである。それぞれ、現在検討されているビジネスモデルを整理した。以下、それぞれのビジネスモデルを整理するが、それらをすべて合わせた模式図は以下の通りになる。検討されているこれらのビジネスモデルは、CCUS クラスタプロジェクトにおいて実装するべく引き続き準備が進められていく見通しである。



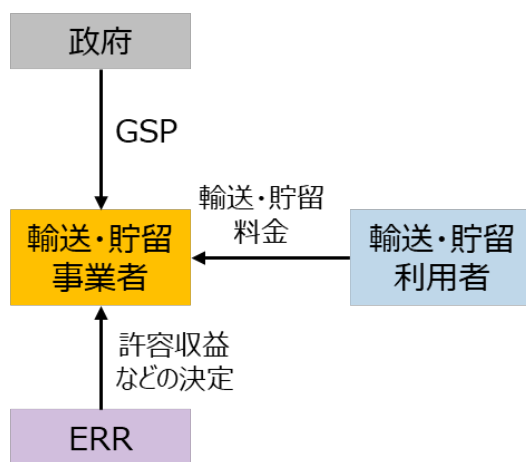
（出所） BEIS 「Carbon Capture, Usage and Storage: An update on the business model for Carbon Capture, Usage and Storage (December 2020)」 （みずほリサーチ&テクノロジーズ和訳）

図 5-1 現在提案されているビジネスモデル案の全体像

(2) 輸送・貯留

輸送・貯留に関するビジネスモデルとしては、CO₂ の輸送貯留ネットワークの開発、建設、資金調達、運用、保守および廃止の責任を負う事業者を「T&SCo」(Transport and Storage Company) と呼び、その事業運営を支えるビジネスモデルを検討している。このビジネスモデルは、Transport and Storage Regulatory Investment Model (TRI Model) と呼ばれている。

現在の TRI Model の案では、輸送貯留ネットワークの利用者が、T&SCo に輸送・貯留料金を支払い、何らかのリスクが発生した場合には政府が GSP というスキームにより資金提供するビジネスモデルが想定されている (図 5-2)。以下、詳細を見ていく。



(出所) BEIS 「Carbon Capture, Usage and Storage: An update on the business model for Transport and Storage (January 2022)」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

図 5-2 現在提案されている TRI モデル案

利用者が T&SCo に支払う輸送・貯留料金 (T&S fee) は、以下の 3 つに構成されることが検討されている。それぞれの支払額は計算式が用意され、それに沿って算定されることになる。

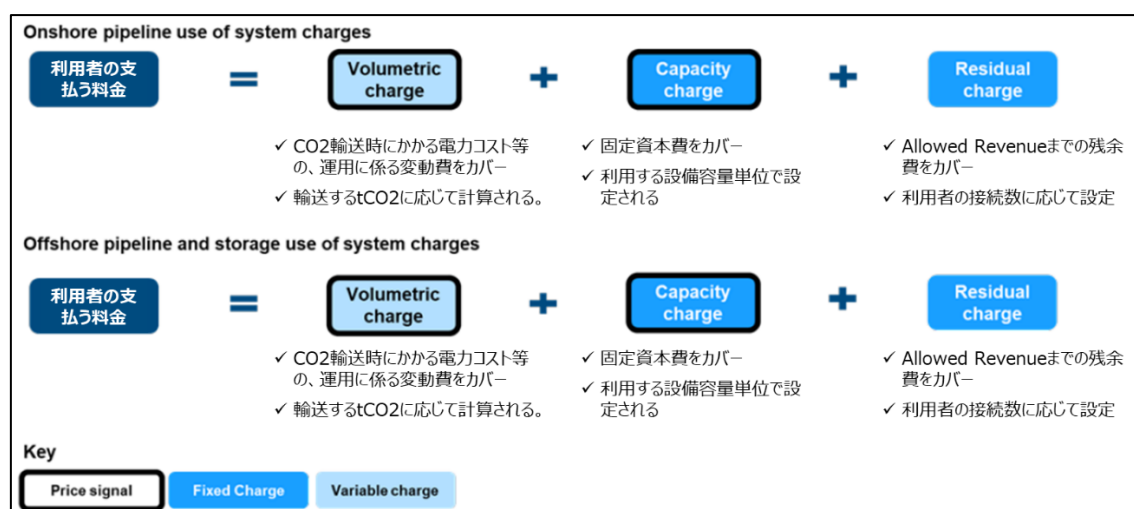
- Capacity Charge…輸送・貯留事業者が輸送・貯留ネットワーク資産に負担したコストに関する支払い
- Volumetric Charge…輸送・貯留された CO₂ 量に紐づいて、輸送・貯留事業者が負担したコストに関する支払い
- Residual Charge…許容収益 (Allowed Revenue) と、Capacity Charge と Volumetric Charge の合計の差分

Allowed Revenue とは、T&SCo が受け取る権利を有する収益である。設備投資費や減価

償却などを踏まえて、Economic Regulatory Regime（ERR）という T&SCo の管理枠組によって算定される。Residual Charge が輸送・貯留料金に含まれていることで、T&SCo が事業を続けていくうえで最低限必要な収益を確保できる仕組みとなっている。また、Capacity Charge はネットワークの容量に起因するコスト、Volumetric Charge は輸送する CO2 量に起因するコストであり、その双方が輸送・貯留料金に含まれている。

当初の議論では、輸送・貯留ネットワークと特定の回収プラントを輸送・貯留ネットワークに接続するために必要なインフラの単独利用に関するコスト「Connection Charge」も、輸送・貯留料金に含まれる予定であった。しかし、その後の議論で、初期段階では含めないこととすることが決められている。その理由として、輸送・貯留ネットワークから距離が離れた回収プラントほど、ネットワークとの接続に必要なインフラのコストがかかり、Connection Charge が高くなるため、ネットワークから遠い設備における CCUS 導入が妨げられるためである。

なお、輸送・貯留料金は、陸上パイプラインでの輸送時のものと、海上パイプラインでの輸送時のものの 2 つに分けて整理されている（図 5-3）。陸上パイプラインではなく、パイプライン以外の方法（NPT: Non Pipeline Transport）で輸送し、海上パイプラインに直接つなぐ可能性が考えられるためである。



（出所） BEIS「Carbon Capture, Usage and Storage: An update on the business model for Transport and Storage（January 2022）」（みずほリサーチ&テクノロジーズにより和訳）

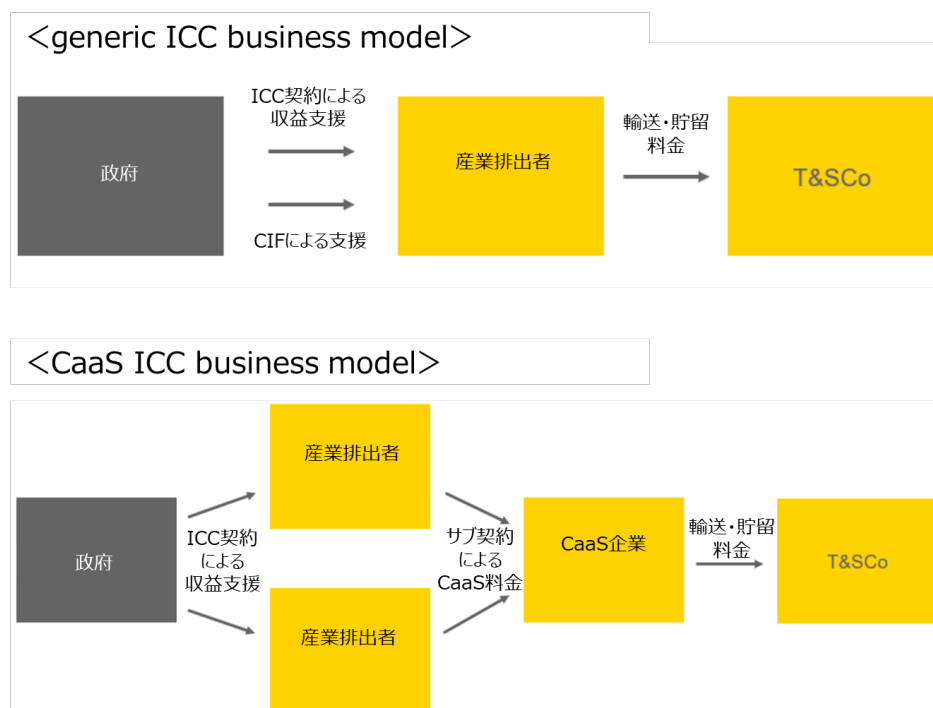
図 5-3 輸送・貯留料金の構造

輸送・貯留料金で T&SCo の事業が安定的に運営されるのが理想であるが、輸送・貯留ネットワークは、貯留・輸送ネットワークの需要が完全かつ永続的に失われるリスク（Asset Stranding リスク）や、CO2 が貯留施設から漏洩するリスクが発生する可能性がある。そのようなリスクが生じ、民間の保険会社などの他の手段ではカバーできない場合には、最後

の手段として GSP（Government Supporting Package）と呼ばれる、政府から資金を提供する制度を導入することが検討されている（図 5-2）。

(3) 産業設備用 CCUS

BEIS は CCUS Business model の議論において、産業設備用 CCUS の事業運営を支えるビジネスモデルを検討している。このビジネスモデルは、「Industrial Carbon Capture（ICC）business model」と呼ばれている。なお、ICC business model には、産業部門の CO₂ 排出者が自身で回収を実施するケースを対象にした「generic（汎用）model」と、排出者に代わって CO₂ 回収者がサービスとしての CO₂ 回収（CaaS: Capture-as a Services）を提供するケースを対象にした「CaaS model」の 2 つが提案されている（図 5-4）。



（出所） BEIS 「Carbon Capture, Usage and Storage: An update on the business model for Industrial Carbon Capture（May 2021）」（みずほリサーチ&テクノロジーズにより和訳）

図 5-4 ICC ビジネスモデルの模式図

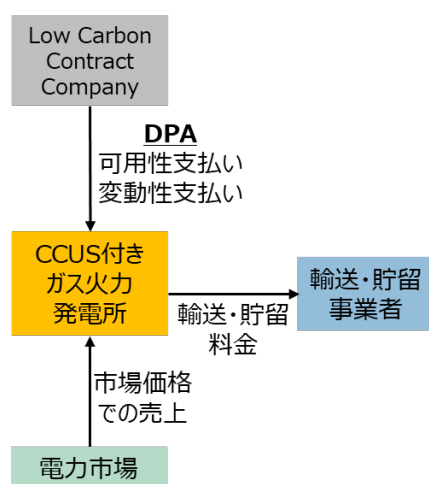
現在の ICC business model 案では、政府（BEIS の所有企業・Low Carbon Contract Company が契約先となることが想定されている）が排出者に対して、CO₂ 回収量当たりの支払いを提供する ICC 契約を結ぶ形が提案されている。ICC 契約は、CO₂ 回収装置の運転費用、T&SCo への輸送・貯留料金の支払い、CO₂ 回収装置の設備投資の返済をカバーすることを目的しており、支払われる価格は権利行使価格と参照価格の差額に、輸送・貯留料金

を加えた価格である。参照価格は UK-ETS における炭素の市場価格に基づいて設定され、徐々に引き上げられることが想定されている。逆に参照価格のほうが権利行使価格を上回った場合には、排出者は ICC 契約先に支払いを行う必要がある。ICC 契約の契約期間は 10 年で、要件を満たせば 5 年延長できる。また、産業用 CCUS 設備には、別途 Carbon Inovation Fund (CIF) による支援も入ることが想定されている。

(4) CCUS 付き発電

BEIS は、CCUS 付きガス火力発電設備の運営を支えるビジネスモデルを検討している。その理由として、CCUS 付きガス火力発電設備は、調整可能な発電設備としての役割が期待されるため、再エネ設備にとって代わるべきではないが、調整可能な電源が求められた際に火力発電設備に取って代わって運用されるようなビジネスモデルが必要であるとしている。

現在のビジネスモデル案では、政府（BEIS の所有企業・Low Carbon Contract Company が支払うことが想定されている）が CCUS 付きガス火力発電設備に対して、DPA（Dispatchable Power Agreement: 調整可能電源契約）を結ぶ形が提案されている（図 5-5）。



（出所）BEIS「Carbon Capture, Usage and Storage: An update on the business model
（December 2020）」よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

図 5-5 CCUS 付きガス火力発電設備のビジネスモデル案の模式図

DPA では、CCUS 付き発電設備は、Low Carbon Contract Company から、可用性支払い（Availability Payment）と変動性支払い（Variable Payment）を受ける。可用性支払いは、発電容量に基づく定期的な支払いである。稼働率が低くても CCUS 付きガス火力発電

設備を導入し、電力市場に参加するために必要なインセンティブとなる。変動性支払いは、発電量に基づく支払いであり、支払額は CCUS 付きガス火力発電設備と基準プラントである CCGT 発電設備の発電コストの差分を参考に決められる。再エネだけでは電力需要が満たせない状況下で、ガス火力発電設備よりも稼働するために必要なインセンティブになる。なお、DPA の契約期間は、15 年と設定される予定である。また、DPA 契約の資金は消費者が支払う補助金によって賄うことが想定されている。

5.2.5. UK-ETS

イギリス政府は、EU 脱退に伴い EU-ETS の対象でなくなったことから、2021 年より UK-ETS を開始した。UK-ETS は発電・産業・国内航空を対象にしており、排出枠は基本的に有償割当（オークション）で割り当てられ、炭素リーケージがある一部産業のみが無償割当（ベンチマーク方式）で割り当てられている。第 1 フェーズ（2021-2025 年）では 736MtCO₂e、第 2 フェーズ（2026-2030 年）で 630 万 tCO₂e のキャップを設定されており、この値は EU-ETS の第 4 フェーズ（2021-2030 年）におけるイギリスの想定キャップを 5%下回る値となっている。2022 年のキャップは 151.6MtCO₂e で、2030 年まで毎年 4.2MtCO₂e ずつ削減されていく設計になっている。

UK-ETS における GHG 排出量のモニタリングと報告におけるルールは、欧州委員会が定めた EU-ETS におけるルールを参照している。このルール下では、EU-ETS の排出枠の償却対象になる排出量から、長期の地質学的貯留のための回収設備、輸送パイプラインネットワーク、貯留サイトに輸送される CO₂ 排出量は差し引くことが認められている。そのため、UK-ETS が、CCS 実施のインセンティブの一つであると考えられる。

2022 年 3 月にイギリス政府は、2050 年ネットゼロ目標に沿った UK-ETS の改訂案を提示している。対象セクターを海運セクター、廃棄物焼却、廃棄物由来エネルギーなどに拡大することを提案している。さらに、キャップの引き上げを提案しており、2021-2030 年のキャップを、現行制度から 30-35%下げて 887-936MtCO₂e とし、それに整合するように 2024 年以降のキャップを現行制度よりも引き下げ、最終的に 2030 年には 50MtCO₂e にすることを提案している。

改訂案は、排出枠の償却の対象外にする CCS 関連の除去量の要件を拡張することを提案している。現行案に加えて、NPT（non-pipeline transport）に輸送される CO₂ も、排出枠の償却の対象外にすることが提案されている。パイプラインでの CO₂ 輸送だけでなく、車や鉄道などの陸上 CO₂ 輸送にも、導入インセンティブを拡張していると言える。

5.2.6. RTFO

RTFO (Renewable Transport Fuel Obligation) とは、イギリス国内の輸送用燃料供給者に対して、一定割合の再生可能燃料の供給を義務付ける国内制度である。RED の運輸部門における拘束力圧再エネ比率目標に相当する制度となっている（英国が EU に加盟していた時代には、RED における運輸部門の再エネ比率目標の達成するための制度として機能していたと思われる）。

本制度の対象者は、45 万 L/年以上の輸送燃料を供給する事業者であり、対象となる輸送は、道路輸送、非道路輸送（トラクターなど）、航空、RFNBO を使用した海運である。各事業者には、持続可能性基準を満たした再生可能燃料の一定割合の供給を求める「再生可能燃料供給義務」と、持続可能性基準を満たした次世代燃料の一定割合の供給を求める「次世代燃料目標」の、2 つの義務が課されている。両義務において求められている供給割合は、表 5-8 の通りであり、毎年徐々に引き上げられる設計となっている。

表 5-8 RTFO における今後の供給割合

供給義務期間	再生可能燃料の供給義務割合	次世代燃料の目標割合
2022 年	12.599%	0.908%
2023 年	13.078%	1.142%
2024 年	13.563%	1.379%
2025 年	14.054%	1.619%
2026 年	14.552%	1.863%
2027 年	15.056%	2.109%
2028 年	15.566%	2.358%
2029 年	16.083%	2.611%
2030 年	16.607%	2.867%
2031 年	17.138%	3.127%
2032 年以降	17.676%	3.390%

（出所）イギリス政府「Renewable Transport Fuel Obligation: Compliance Guidance 2022」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

再生可能燃料及び次世代燃料の定義及び持続可能性基準は、表 5-9 のように整理されている。記載されているように、再生可能水素を用いて生産された合成燃料は、制裁可能燃料及び次世代燃料として該当する。

表 5-9 RTFO における再生可能燃料・次世代燃料の定義と持続可能性基準

再生可能燃料の定義	バイオ燃料と RFNBO が該当し、それぞれは以下のように定義される。 【バイオ燃料】 - 生物起源の原料、廃棄物や残渣物から生産された燃料 【RFNBO】 - 生物起源に由来しない、再生可能な液体・気体燃料。 - バイオマスを除く再エネ（風力、太陽光、地熱、水力）由来の電気または熱を使用して生成される。 - 水及び CO₂ から生成され、CO₂ は、化石資源由来、生物資源由来、大気由来などが認められる。 - 具体的には、再生可能水素、再生可能水素由来のメタン、メタノール、エタノール、クロシンなどが該当。
次世代燃料の定義	以下のいずれかを満たす場合に該当する。 - エネルギー作物由来のバイオ燃料、RFNBO、指定された廃棄物・残渣物由来のバイオ燃料、のいずれかに該当する - 水素、航空用燃料、代替天然ガス（ガス化や熱分解の生成物から生産された再生可能メタン）、再生可能部分が最低 25% 混合されており、BS EN:228（ガソリン規格）または BS EN:550（軽油規格）を満たす燃料、のいずれかに該当する
持続可能性基準	バイオ燃料と RFNBO ごとに、以下のように設定されている 【バイオ燃料】 2015 年 10 月 5 日前の製造設備の場合は、LC-GHG 排出削減量が 55%（=42.3gCO₂e/MJ）。 2015 年 10 月 5 日後の製造設備の場合は、LC-GHG 排出削減量が 65%（=32.9gCO₂e/MJ） 【RFNBO】 - LC-GHG 排出削減量が 65%（32.9gCO₂e/MJ）

（出所）イギリス政府「Renewable Transport Fuel Obligation: Compliance Guidance 2022」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

本制度の設計では、「再生可能燃料供給義務」と「次世代燃料目標」は、持続可能性基準を満たした再生可能燃料及び次世代燃料の供給によって発行される RTFC という証書を償

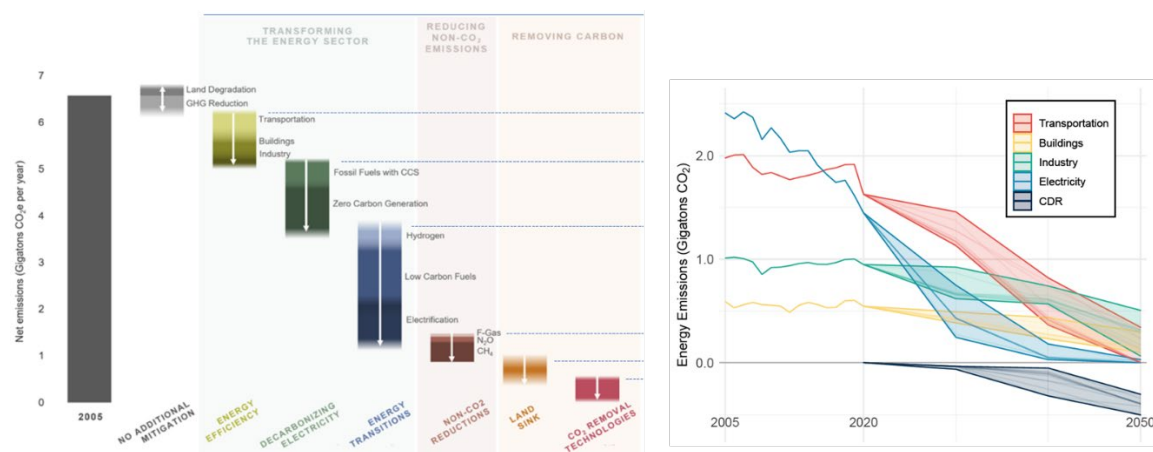
却することで達成することになっている。基本的には供給量に応じた RTFC が発行されるが、再生可能燃料のなかでも、エネルギー作物由来のバイオ燃料、指定された廃棄物・残渣物由来のバイオ燃料、RFNBO に対しては、供給量の 2 倍の RTFC が発行されるルールとなっており、他の再生可能燃料と比してインセンティブが与えられる形となっている。なお、RTFC は「再生可能燃料供給義務」と「次世代燃料目標」のいずれかでしか償却することができず、他社間で売買することが可能である。

5.3. アメリカ

アメリカでは 2021 年 1 月にバイデン政権が誕生して以降、気候変動やエネルギーに関する政策の整備が進んでいる。11 月にはネットゼロ戦略を発表し、CCUS を重要な要素として位置づけている。さらにバイデン政権の目玉政策として、2021 年 11 月にインフラ投資・雇用法が、2022 年 8 月にはインフラ抑制法が成立した。ともに CCUS プロジェクトへの支援やインセンティブを与える政策が多く盛り込まれている。また、CCU のうち合成燃料に関しては、カリフォルニア州における LCFS が規制型の制度として導入されている。LCFS の中では CCS により創出されたクレジットも利用できるため、CCS のインセンティブにもなっている。一方で、カリフォルニア州では LCFS に加えて、カリフォルニア州排出量取引制度も導入されているが、本制度では CCS により償却必要量を削減することは認められていないため、CCS の導入インセンティブとしての機能は限定的である。これらの政策について、下記の通り整理した。

5.3.1. 2050 年ネットゼロ戦略

米ホワイトハウスは 2021 年 11 月に、2050 年ネットゼロを目指した長期戦略を策定し、2030 年までに 2005 年比で 50-52%削減を中期目標として、2050 年までにネットゼロを長期目標として掲げた。想定している削減経路は図 5-6 の通りである。



(出所) Whitehouse 「The long-term strategy of the United States」

図 5-6 米国における 2050 年ネットゼロに向けた削減経路

(左：手段ごとに整理、右：セクターごとに整理)

本戦略では、CCUS も重要な要素として位置づけられている。電力セクターにおいては、本戦略の中で、2035 年までに「クリーンな電力」100%にする目標を設定している。本目標の達成に向けて、太陽光発電と風力発電を大幅に増加させるとしているが、CCS 付き火力発電もクリーンな電力に位置づけており、火力発電設備を減少させ CCS 設備の設置を進め

ていくこととしている。

産業セクターにおいては、電化、電力効率の向上だけでなく、脱炭素化のためには水素などの低炭素燃料や産業用 CCS が必要になると指摘している。特にセメント、化学、鉄鋼などの削減困難なセクターにおいては、産業用 CCS が重要になると整理している。

さらに、2050 年の脱炭素化が困難なセクターもあることから、大気からの除去も重要となると指摘している。土地関連の除去としては「森林」「農地」「バイオエネルギー」を重点分野として強化し、技術的な除去としては「BECCS」「DACCS」「鉱物化」「海洋ベースの CDR」を強化する旨が記載されている。

5.3.2. インフラ投資・雇用法

米国では、超党派によるインフラ投資・雇用法 (Infrastructure Investment and Job Act) が、2021 年 11 月に成立した。同法は、総額 1.2 兆ドル規模の財政支出計画であり、高速道路や橋などのインフラ整備に投資が充てられている。環境分野への投資も含まれており、EV 充電ネットワーク構築 (75 億ドル)、電力グリッド整備 (650 億ドル) などが該当する。

CCUS 関連の支援プログラムも同法に含まれており、具体的には産業用 CO₂ 回収設備、DAC 設備、CO₂ 輸送インフラ、CCU 利用、CCS 設備などに対する支援が盛り込まれている (表 5-10)。

表 5-10 インフラ投資・雇用法における CCUS 関連プログラム

支援対象	プログラム名	プログラム概要	拠出額
産業由来 CO ₂ の回収	Carbon Capture Demonstration Projects Program	6 つの回収設備の開発を支援。ガス火力発電、石炭火力発電、産業設備に設置する回収設備を各 2 件ずつ支援。	25 億ドル
	Carbon Capture Pilot	化石燃料の使用における環境性能などの改善に寄与する CO ₂ 回収技術を支援	10 億ドル
DAC	Regional DAC Hubs	4 つの DAC ハブの開発を支援。対象となるハブは、年間 100 万 tCO ₂ の回収と貯留・利用が可能である必要がある	35 億ドル
	Commercial DAC Technologies Prize Competitions	コンペで選ばれた DAC 設備に支援。対象として、年間 5 万 tCO ₂ を大気から回収する必要がある	1 億 1500 万ドル
CO ₂ の輸送	Carbon Capture Technology Program	CCUS に係る CO ₂ の輸送インフラへの研究開発・パイロット事業・実証事業・FEED の支援プログラム	1 億ドル
	Carbon dioxide transportation infrastructure finance and innovation	CO ₂ の輸送インフラの資金調達及びイノベーションの支援プログラム	21 億ドル
CCU	Carbon Utilization Program	州および自治体が、CCU 製品を調達して使用するための支援プログラム	3 億 1000 万ドル
CCS	Carbon Storage Validation and Testing	炭素の貯留に係る研究開発・FS・実証などの支援	25 億ドル

(出所) 米国エネルギー省ウェブサイト³⁹よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

³⁹ <https://www.energy.gov/clean-energy-infrastructure/bipartisan-infrastructure-law>

5.3.3. インフレ抑制法・45Q

米国では、インフレ抑制法（Inflation Reduction Act）が、2022 年 8 月に成立した。同法は、過度なインフレを抑制することを目的としており、今後 10 年間で財政赤字を 3,000 億ドル削減すると見込まれている。さらに、エネルギー安全保障や気候変動対策に 3,690 億ドルの予算を当てており、クリーン電力やクリーン燃料などに対する支援プログラムを含んでいる。

なかでも、CCUS に関連する支援プログラムとして、同法は CCUS 実施による税制優遇制度（45Q）の改訂を定めている。45Q とは、炭素を回収する DAC 設備、発電設備、その他の産業設備を対象に税額控除を認める制度であり、CCUS 実施の大きなインセンティブを与えるものである。

税額控除の対象となる設備には、CO₂ 回収量及びに建設年に関する要件が定められている。今回の改訂によりこの要件は大幅に緩和され、対象となる設備が拡張された（表 5-11）。この要件を満たした設備は、12 年間の税額控除が認められる。

表 5-11 45Q の控除対象要件

要件	対象	改訂前	改訂後
炭素回収量	DAC 設備	年間 10,000tCO ₂ 以上を回収	年間 1,000tCO ₂ 以上を回収
	発電設備	年間 50,000tCO ₂ 以上を回収	年間 18,750tCO ₂ 以上を回収、かつ CO ₂ 排出量の 75%以上を回収
	その他の産業設備	年間 100,000tCO ₂ 以上を回収	年間 12,500tCO ₂ 以上を回収
建設年	各設備共通	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」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

税額控除額は、CO₂ の貯留・利用量単位で決められており、捕捉した CO₂ を EOR または CCU する場合と、地下貯留する場合によって異なる。今回の改訂により、この控除額は大幅に引き上げられた（表 5-12）。改訂後の控除額では、産業由来 CO₂ の CCS では最大 85 ドル/tCO₂、EOR または CCU では最大 60 ドル/tCO₂ となる。DACCS の場合は最大 180 ドル/tCO₂、DAC 由来 CO₂ の EOR または CCU では最大 130 ドル/tCO₂ となる。産業由来 CO₂ を用いる場合と比べて、DAC 由来 CO₂ を用いる場合には倍以上の控除額が認められる形となっている。

表 5-12 45Q の税額控除額

		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 ドル/tCO ₂	50 ドル/tCO ₂	17 ドル/tCO ₂	85 ドル/tCO ₂
	EOR、CCU	7 ドル/tCO ₂	35 ドル/tCO ₂	12 ドル/tCO ₂	60 ドル/tCO ₂
DAC 由来 CCUS	地下貯留	10 ドル/tCO ₂	50 ドル/tCO ₂	36 ドル/tCO ₂	180 ドル/tCO ₂
	EOR、CCU	10 ドル/tCO ₂	50 ドル/tCO ₂	26 ドル/tCO ₂	130 ドル/tCO ₂

(出典) IRS 「Instructions for Form 8933(12/2022) Carbon Oxide Sequestration Credit」

よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

※特別要件としては、労働者への支払い賃金などに関する要件が設定されている。

なお、控除対象となる CCU は、以下の 3 種類の CO₂ 利用が該当する。

- ✓ 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

今回の改訂で、産業由来 COS の回収及び DAC、EOR、CCU、CCS いずれについても、CCUS 全体に対して大きな導入インセンティブが与えられた。今後、米国で本制度の導入によって CCUS の社会実装が進むことが期待される。

5.3.4. LCFS

LCFS (Low Carbon Fuel Standard) は、2011 年に施行された、輸送用燃料の供給事業者に対して炭素強度の削減を義務付けるカリフォルニア州の制度である。輸送部門における GHG 排出量削減と低炭素燃料の利用を促進することを目的としている。

本制度において、輸送用燃料の供給事業者は、設定された炭素強度⁴⁰の削減水準を満たす必要がある。削減水準を下回る炭素強度の燃料を供給すれば、クレジットを生成することができる。削減水準を上回る炭素強度の燃料を供給すると、赤字 (deficit) を生み、その分クレジットを購入する必要がある。削減水準は、2030 年に 2010 年比 20%削減に向けて、毎年厳しくなっていくように設計されている。

対象となる輸送用燃料は、ガソリン、ディーゼル燃料、化石由来 CNG、化石由来 LNG、化石由来 L-CNG、バイオ CNG、バイオ LNG、バイオ L-CNG、電気、圧縮水素、液化水素、エタノールを 10%以上含む混合燃料、バイオマス由来ディーゼルを含む混合燃料、変性エタノール、純バイオマス由来ディーゼル、代替ジェット燃料、プロパン、その他の液体・非液体燃料などである。通常のジェット燃料、航空ガソリン、バイオマス燃料を除く州内供給量が年間 4 億 2000 万 MJ 未満の代替燃料、軍用車やスクールバスに利用される燃料などは対象外となっている。

クレジットは、上記のとおり、炭素強度の基準を下回る燃料の供給に対して発行されるため、例えば電力、バイオ CNG・LNG・L-CNG、代替ジェット燃料等の供給がクレジットを生む。CO₂ を原料にした燃料もクレジットを生成すると考えられる。さらに、燃料供給だけでなく、再エネや CCS などを用いた石油サプライチェーン内の GHG 削減プロジェクトの実施、EV 高速充電ステーションや水素燃料供給インフラなどのゼロエミッション輸送インフラの設備容量の提供によってもクレジットを生成することができる。そのため、LCFS は CCS によるクレジット創出を認めることで、結果的に CCS の導入インセンティブをもたらしていると言える。

⁴⁰ 輸送燃料 1MJ 当たりの GHG 排出量。GHG 排出量は、燃料の生産・輸送・消費の全てのライフサイクルにおける排出が対象となる。

5.3.5. カリフォルニア州排出量取引制度

カリフォルニア州では、California Cap and Trade と呼ばれる排出量取引制度が 2013 年から運用されている。発電セクター、産業セクター、燃料供給セクターのうち、年間排出量が 25,000tCO₂ 以上の事業者が対象となっており、州内の年間排出量の約 74%をカバーしている。排出量のキャップは、2022 年は 307.5MtCO₂e と設定されており、2030 年まで毎年約 4%削減されることになっており、2030 年には 200.5MtCO₂e となる。排出枠の割当方法としては基本的に有償割当（オークション）となっており、炭素リーケージリスクのある一部の事業者のみ無料割当が採用されている。現在の排出量取引制度において、制度対象となる CO₂ 供給事業者の償却必要排出量に、地下貯留された CO₂ 排出量は含まれないこととなっているが、それ以外の排出者における償却必要量における CCS の扱いは定目られておらず、CCS の導入インセンティブとしての機能は限定的である。

排出量取引制度としての本制度の特徴は、年間償却必要量の 4%分に対して、管理当局に認められたオフセットクレジットを使用できる点である。クレジットの創出プロジェクトとして認められているのは、米国森林事業、オゾン層破壊物質事業、畜産メタン管理事業、鉱山メタン回収事業、稲作事業、都市森林事業の 6 つである。LCFS とは異なり、本制度では CCS プロジェクトによるクレジット創出は認められておらず、この観点でも現時点では本制度による CCS の導入インセンティブは大きいとは言えない。

6. ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会事務局運営

2023年3月に設立されたネガティブエミッション市場創出に向けた検討会の事務局を運営した。なお、検討会の委員は表 6-1 の通りである。

表 6-1 ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会 委員一覧

	氏名	所属
座長	土肥 英幸	ENEOS 総研株式会社 執行役員
委員	上野 貴弘	一般財団法人 電力中央研究所 上席研究員
	江藤 学	一橋大学 経営管理研究科 教授
	桑江 朝比呂	ジャパンプルーエコノミー技術研究組合 理事長
	佐藤 努	北海道大学 大学院工学研究院 教授
	向笠 雄介	株式会社日本政策投資銀行 業務企画部 課長
	森本 慎一郎	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 環境・社会評価研究チーム長
	山田 秀尚	金沢大学先端科学・社会共創推進機構 准教授
	横山 伸也	東京大学 名誉教授

本年度は 2 回の検討会を開催し、検討会の進め方、ネガティブエミッション技術に関する海外の制度形成の動向、国内/海外における各技術の現状分析・検討等の報告を実施した。第 1 回検討会の概要は表 6-2、第 2 回検討会の概要は表 6-3 の通りである。

表 6-2 第 1 回検討会 概要

日時	令和 5 年 3 月 15 日（水）9:00-10:30
場所	WEB 会議
出席者	委員：土肥座長、上野委員、江藤委員、桑江委員、佐藤委員、森本委員、山田委員、横山委員
議題	1. ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会の進め方について 2. ネガティブエミッションに関する海外の制度形成の動向 3. 国内/海外における各技術の現状分析・検討について
資料	資料 0 議事次第、配布資料一覧 資料 1 設置要綱 資料 2 委員名簿 資料 3 ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会の進め方について 資料 4 ネガティブエミッションに関する海外の制度形成の動向 資料 5 国内/海外における各技術の現状分析・検討について

表 6-3 第 2 回検討会 概要

日時	令和 5 年 3 月 29 日（水）8:30-10:00
場所	WEB 会議
出席者	委員：土肥座長、上野委員、江藤委員、桑江委員、佐藤委員、向笠委員、森本委員、山田委員、横山委員
議題	1. DACCS/BECCS に関する現状について 2. 関連事業者等からヒアリング
資料	資料 1 委員名簿 資料 2 ネガティブエミッション技術について（DACCS/BECCS） 資料 3 国内/海外における各技術の現状分析・検討について 資料 4—1 関連事業者等からのヒアリング（産業競争力懇談会） 資料 4—2 関連事業者等からのヒアリング（川崎重工） 資料 4—3 関連事業者等からのヒアリング（三菱重工） 資料 4—4 関連事業者等からのヒアリング（三菱商事）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名 2050年カーボンニュートラルに必要な技術に係る横断分析調査 報告書

委託事業名 2050年カーボンニュートラルに必要な技術に係る横断分析調査

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
2	表 2-1	NETsに関する技術
5	表 2-3	エネルギー高等研究計画局 (ARPA-E) の概要
6	表 2-4	気候高等研究計画局 (ARPA-C) の概要
7	表 2-5	化石エネルギー・炭素管理局 (FECM) の概要
9	表 2-6	プロジェクト概要 (マサチューセッツ工科大学)
10	表 2-7	プロジェクト概要 (ピッツバーグ大学)
11	表 2-8	プロジェクト概要 (ローレンスリバモア国立研究所)
12	表 2-9	プロジェクト概要 (エレクトリックコア)
13	表 2-10	ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) の概要
14	表 2-11	英国研究・イノベーション機構 (UKRI) の概要
15	表 2-12	GGR competitionのフェーズ比較
16	表 2-13	フェーズ②への選定基準
17	表 2-14	プロジェクト概要 (エクセター大学 他)
18	表 2-15	プロジェクト概要 (ABSL 他)
19	表 2-16	プロジェクト概要 (ノッティンガム大学)
22	表 2-17	プロジェクト概要 (エディンバラ大学)
23	表 2-18	プロジェクト概要 (チューリッヒ工科大学)
24	表 2-19	プロジェクト概要 (ライプニッツ海洋科学研究所 他)
25	表 2-20	海洋ベースのNETs技術
26	表 2-21	プログラム概要 (グリーンイノベーション基金事業)
27	表 2-22	グリーンイノベーション基金のプロジェクト一覧
28	表 2-23	プログラム概要 (ムーンショット型研究開発事業)
29	表 2-24	NETs技術に関わるプロジェクト一覧 (ムーンショット型研究開発事業)
30	表 2-25	プログラムの予算規模の比較
31	表 2-26	各国プログラムとNETs技術との対応
32	表 2-27	NETsに係るプロジェクト一覧
37	図 3-1	操業中の商用CCSプロジェクト
38	図 3-2	建設・計画中の商用CCSプロジェクト
39	表 3-1	CCSの操業開始済みの商用プロジェクト
41	表 3-2	調査対象の商用CCUSプロジェクト
42	表 3-3	Shute Creek Gas Processing Plantの全体概要
43	表 3-4	C02パイプラインの概要 (Shute Creek Gas Processing Plant)
43	図 3-3	C02パイプラインの敷設状況 (Shute Creek Gas Processing Plant)
44	図 3-4	C02販売量と原油価格 (Shute Creek Gas Processing Plant)
45	表 3-5	Great Plains Synfuels Plant and Weyburnの全体概要
46	表 3-6	パイプラインに注入されるC02品質
46	表 3-7	C02中の含有成分の基準値 (業界慣行)
47	表 3-8	各地形におけるパイプラインコスト
48	表 3-9	Alberta Carbon Trunk Lineの全体概要
49	表 3-10	C02品質要件 (Alberta Carbon Trunk Line)

(様式 2)

50	表 3-11	Longshipの全体概要
51	表 3-12	FS調査における船舶輸送条件の比較 (Longship)
52	表 3-13	Longshipにおける補助金基準
53	表 3-14	Porthosの全体概要
54	表 3-15	輸送・貯留コスト (Porthos)
55	表 3-16	Humber Zeroの全体概要
57	図 3-5	CCUSサプライチェーンの全体像
58	表 3-17	輸送・貯留プロセスの要素技術の技術成熟度 (TRL)
58	表 3-18	IEA-GHGによるCCSのTRLの定義
59	図 3-6	脱水工程の一例
61	図 3-7	パイプラインコストの内訳
61	図 3-8	米国のCO2パイプライン敷設状況
62	表 3-19	米国の既知のCO2パイプラインの特徴
63	表 3-20	米国のCO2パイプラインにおけるCO2品質基準
64	表 3-21	米国におけるCO2パイプラインに関連する事故の件数・被害額等の推移
64	表 3-22	ミシシッピ州におけるCO2パイプライン事故の概要
65	表 3-23	船舶輸送に関連するプロジェクトの概要
66	表 3-24	貯留層の種類と概要
67	表 3-25	モニタリングの種類と概要
67	表 3-26	モニタリングコストの例
68	表 3-27	CCSコスト構造とコスト因子の分析
69	図 3-9	化学吸収法によるCO2回収コストの試算結果
70	表 3-28	CO2回収コスト試算に係る前提条件
70	図 3-10	NGCCとSCPSからのCO2回収コストの試算結果
71	表 3-29	モジュール化によるメリット
71	図 3-11	天然ガスボイラー、熱電併給 (CHP) 、石炭火力発電、NGCC、廃熱
72	表 3-30	技術革新によるCO2回収コスト削減の方向性
73	図 3-12	米国沿岸における米国沿岸におけるCO2輸送・貯留サプライチェーンの要素ごとのコスト試算結果
74	表 3-31	輸送コスト因子の概要
74	図 3-13	豪州のパイプラインのコスト (年間CAPEX・OPEX) 試算結果
75	表 3-32	CO2貯留コスト因子の概要
76	図 3-14	欧州「Zero Emission Platform」の貯留コスト試算結果
77	図 3-15	米国におけるCCUSコスト曲線
79	表 3-33	回収源ごとの回収、脱水・圧縮の総コスト
79	図 3-16	回収源ごとの回収、脱水・圧縮の総コストの平均値の比較 (20年稼働の場合)
80	表 3-34	回収、脱水・圧縮の総コスト試算に係る前提条件 (共通)
81	表 3-35	設備要件及びCO2回収に係る前提条件 (回収源ごと)
82	表 3-36	米国におけるパイプラインコスト
83	表 3-37	FE/NETLモデルによるコスト試算の前提条件
83	表 3-38	NPCによる貯留コスト試算結果
84	表 3-39	評価ケースの概要
85	表 3-40	各ケースの前提条件
86	表 3-41	燃料価格及び炭素税の価格
87	表 3-42	CCS付き発電コスト (LCOE) 試算結果
87	図 3-17	CCS付き発電コスト (LCOE) 試算結果
89	図 3-18	英国における船舶輸送サプライチェーン
90	表 3-43	英国の船舶輸送コスト試算モデルにおける各プロセスの前提条件
92	表 3-44	英国における船舶輸送コストのパラメータの概要
92	図 3-19	英国における船舶輸送コスト
93	図 3-20	圧力による船舶輸送コストの感度分析

(様式2)

94	図 3-21	流量による船舶輸送コストの感度分析
95	図 3-22	規模による船舶輸送コストの感度分析
96	図 3-23	各パラメータによる船舶輸送コストの感度分析結果（ベースラインとの比較）
97	表 3-45	コスト評価ケースの概要
98	表 3-46	評価対象作業・設備
99	図 3-24	CCS実施コスト[円/t-CO2]
100	図 3-25	LCOE[円/kWh]の比較
101	図 3-26	4ケースと他の発電技術の限界削減コストの比較[円/t-CO2]
102	図 3-27	苫小牧CCS事業の全体像
103	図 3-28	苫小牧CCS事業の分離回収プロセスのフロー
104	図 3-29	萌別層圧入井の形状
104	図 3-30	滝ノ上層圧入井の形状
105	表 3-47	CO2分離・回収エネルギー（消費量）の試験結果
106	表 3-48	実証事業と実用化モデルの主要な相違箇所
106	表 3-49	年間20万t実用化モデルの設備コストと運転コスト（消費税抜き）
107	表 3-50	実用化モデルでの年間20万tと年間100万tのCCSのコスト比較
107	図 3-31	電力単価とCCSコスト(Cap)の関係(100万y実用化モデル)
108	表 3-51	国内CCUSサプライチェーンコスト低減の可能性
113	表 5-1	Sustainable Carbon Cycles計画の主な内容
114	表 5-2	炭素除去認証制度の対象活動
116	表 5-3	改正TEN-E規制における優先回廊
118	表 5-4	RED II とRED IIIの主な数値目標
119	表 5-5	REPowerEUによる数値目標の引き上げ
120	表 5-6	EU-ETSの第4フェーズの概要
121	表 5-7	EU-ETS改正案におけるRFNBOの原料CO2の扱い
124	図 5-1	現在提案されているビジネスモデル案の全体像
125	図 5-2	現在提案されているTRIモデル案
126	図 5-3	輸送・貯留料金の構造
127	図 5-4	ICCビジネスモデルの模式図
128	図 5-5	CCUS付きガス火力発電設備のビジネスモデル案の模式図
130	表 5-8	RTFOにおける今後の供給割合
131	表 5-9	RTFOにおける再生可能燃料・次世代燃料の定義と持続可能性基準
133	図 5-6	米国における2050年ネットゼロに向けた削減経路
135	表 5-10	インフラ投資・雇用法におけるCCUS関連プログラム
136	表 5-11	45Qの控除対象要件
137	表 5-12	45Qの税額控除額