

令和5年度 燃料安定供給対策調査等事業
(2050年カーボンニュートラルに向けたCCSの事業環境整備や
CCS行動計画等に関する調査)

調査報告書

2024年3月
公益財団法人 地球環境産業技術研究機構
(RITE)

目次

1 章 はじめに.....	1
1.1 本調査事業の概要	1
2 章 産業分野別 C C S コストに関する調査（コスト低減の技術開発方針（案）） ...	3
2.1 産業分野別 C C S コストに関する調査	3
2.2 C C S コスト構造把握のためのコスト試算	6
2.3 C O ₂ 分離回収	12
2.4 C O ₂ パイプライン輸送	16
2.5 液化 C O ₂ 船舶輸送	18
2.6 C O ₂ 地中貯留・モニタリング	20
2.7 産業分野別の課題整理	25
2.8 まとめ	35
3 章 カーボン・クレジット制度調査	38
3.1 はじめに	38
3.2 カーボン・クレジット取引の概観	38
3.3 C C S に係るカーボン・クレジット取引の動向	43
3.4 国内 C C S プロジェクトのクレジット創出における課題	64
3.5 まとめ	64

別冊

米国カリフォルニア州低炭素燃料基準（ Low Carbon Fuel Standard ）に関する調査

1章 はじめに

1.1 本調査事業の概要

2021 年 10 月に公表された第 6 次エネルギー基本計画¹⁾では『CCS（Carbon dioxide Capture and Storage（二酸化炭素地中貯留））については、技術的確立・コスト低減、適地開発や事業化に向けた環境整備を長期のロードマップを策定し関係者と共有した上で進めていく。』ことが示され、これを具現化するよう 2023 年 3 月に「CCS 長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」²⁾が公表された。

また 2023 年 9 月には、2030 年 CCS 事業化に向けて、政府支援の在り方や、CCS 事業法の整備、カーボンリサイクルにかかる各種課題や政府の取組等についてより具体的に検討し、企業による CCUS 技術を活用したカーボンマネジメントを推進すべく、学識経験者、研究者等から構成される「カーボンマネジメント小委員会」が、総合資源エネルギー調査会資源・燃料分科会のもとに設置され CCS に係る制度的措置の在り方についての検討を進め 2024 年 1 月に「中間取りまとめ CCS に係る制度的措置の在り方について」³⁾が公表されている。さらに、これらの議論を踏まえ策定された「二酸化炭素の貯留事業に関する法律案（CCS 事業法案）」が 2024 年 2 月 13 日に閣議決定⁴⁾され、現在、第 213 回通常国会にて審議中⁵⁾となっている。

CCS について、2030 年の操業開始、さらに 2050 年にカーボンニュートラルを達成するための導入拡大を円滑に進めるためには、法整備とともにコスト低減に向けた技術研究開発、事業支援策等の整備が必要となる。本調査事業では、「CCS 長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」にある「CCS 行動計画」の検討のため、以下に示す調査を実施した。これらの調査結果を第 2 章以降に整理する。

- ① 産業分野別 CCS コストに関する調査（コスト低減の技術開発方針（案））
- ② カーボン・クレジット制度調査
- ③ 米国カリフォルニア州低炭素燃料基準（ Low Carbon Fuel Standard ）に関する調査

なお、「CCS 長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」に記されている「CCS 行動計画」の策定の方針については、『CCS の年間貯留量目標、コスト目標、技術開発指針や適地調査計画について、より詳細な検討を行った上で、「CCS 行動計画」を策定し、適時の見直しをする。』となっている。

表 1.1-1 「CCS 行動計画」の策定に向けた検討方針²⁾

検討項目	検討方針
年間貯留量目標	各産業の意見を積み上げて2050年時点で達成すべき年間貯留量の目標を精緻化 し、省エネルギーや電化、水素化等による脱炭素化の取組の進捗を踏まえ、更なる精緻化をしていく。
コスト目標／技術開発指針	CCSコスト目標を必要に応じて見直した上で当該 目標を達成するための技術開発指針を作成 し、コスト低減の進捗を踏まえ、精緻化していく。
適地調査計画	既存データのある地域でのCO2の貯留に適した地層の所在の推定を更に進めつつ、 今後は、沿岸地域の地質構造調査についても検討を進める 。また、地質構造調査における 断層によるリスクの評価方法についても検討 を進める。

第 1 章 参考文献

- 1) エネルギー基本計画（令和 3 年 10 月），<https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-1.pdf>，（2024 年 2 月アクセス）
- 2) CCS 長期ロードマップ検討会，CCS 長期ロードマップ最終とりまとめ（令和 5 年 3 月），https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/pdf/20230310_1.pdf，（2024 年 2 月アクセス）
- 3) カーボンマネジメント小委員会，中間取りまとめ CCS に係る制度的措置の在り方について（令和 6 年 1 月），https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shigen_nenryo/carbon_management/pdf/20240129_1.pdf，（2024 年 2 月アクセス）
- 4) 経済産業省ニュースリリース，「脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための低炭素水素等の供給及び利用の促進に関する法律案」及び「二酸化炭素の貯留事業に関する法律案」が閣議決定されました，<https://www.meti.go.jp/press/2023/02/20240213002/20240213002.html>，（2024 年 2 月アクセス）
- 5) 閣法 第 213 回国会 17 二酸化炭素の貯留事業に関する法律案，https://www.shugiin.go.jp/internet/itdb_gian.nsf/html/gian/keika/1DDB742.htm，（2024 年 3 月アクセス）

2章 産業分野別 CCS コストに関する調査(コスト低減の技術開発方針(案))

2.1 産業分野別 CCS コストに関する調査

CCS コストは、適用するプロセス（分離回収技術、輸送方法、貯留地点）によって様々である。特に、CO₂ 分離回収コストは、ガス中に含まれる CO₂ 濃度（%）とガス圧力（Pa）の条件によって、分離回収に要する追加エネルギー（再生エネルギー等）の多寡が決まることから、これらの条件はコストに影響を与える。

図 2.1.-1 は、GCCSI のレポート「TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS」¹⁾ から引用したものである。CO₂ 分圧（CO₂ 濃度とガスの圧力の積）及び設備規模での CO₂ 分離回収コストを示している。棒グラフ（オレンジ色）の長さは CO₂ 分離回収設備の規模（CO₂ 回収量）の違いを示しており、棒グラフの下にある赤い点の規模を基準とすれば棒グラフの上で示されるコストは設備規模が 1/10 の場合のコストとなっている。このことからわかるとおりコスト低減に貢献するのは規模の経済である。大部分の産業プロセスにおいても、生産規模が大きくなれば一般的に単価は低くなる。即ち、一般的に資本コストはスケールの n 乗に比例すると言われている。このことは CO₂ 分離回収も例外ではない。CO₂ 分離回収設備の資本コストは、スケールと共に非直線的に上昇する傾向がある。ただし、規模の経済については、際限なく低減効果が得られるわけではない。構造物や構成する機器等の大きさにはそれぞれ限界があるため、一定程度の規模以上になれば設備が並列して設置されるようになってくる。そのため実際の設備については、一定程度の規模以上になれば規模の経済の効果は漸減し、ステップ状にコスト上昇すると考えられる。

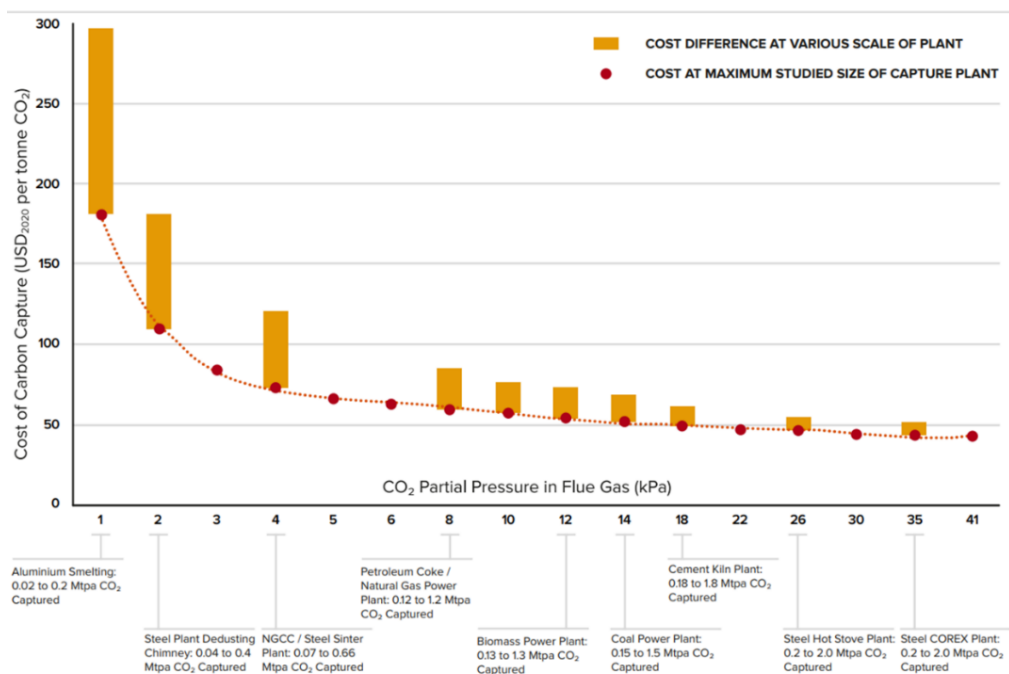


図 2.1.-1 CO₂ 分圧別及び設備規模別の CO₂ 分離回収コスト（昇圧含まず）

出典：GCCSI, TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS¹⁾

様々な排出源を想定した CO₂ 分圧毎の分離回収コスト計算式を導出するため、図 2.1.-1

から RITE にて数値を読み取り、再整理したものが以下の図 2.1.-2 である。赤い点をコスト（低）とおき、棒グラフの上部をコスト（高）、これらの中間点をコスト（中）として、それらの値をプロットしている。プロットの結果から下記のとおり分離回収コスト計算式（分圧式）を導出した。これらの計算式を使うことで、CO₂分圧から簡易的に分離回収コスト計算が可能となる。

導出した分離回収コスト計算式（分圧式）

- 分離回収コスト（高）： $y = 257.22 \times X^{(-0.497)}$ （US\$（2020 年））…①
- 分離回収コスト（中）： $y = 202.02 \times X^{(-0.453)}$ （US\$（2020 年））…②
- 分離回収コスト（低）： $y = 133.05 \times X^{(-0.347)}$ （US\$（2020 年））…③

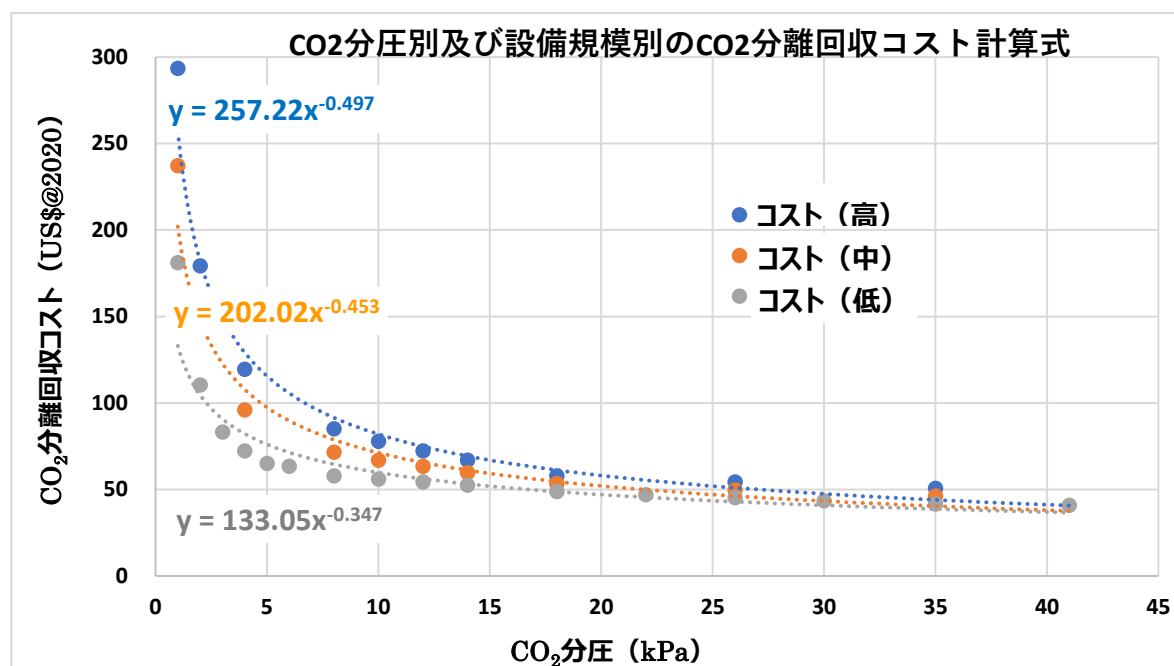


図 2.1.-2 CO₂分圧別及び設備規模別のCO₂分離回収コスト計算式

今回導出した分離回収コスト計算式（分圧式）の結果と RITE が保有するコストデータからの試算結果を比較するため、石炭火力（CO₂分圧 13kPa（CO₂濃度 12.8%、ガス圧力 101.325kPa）を想定し、分離回収コスト計算式（分圧式）にて試算した結果を表 2.1.-1 に示す。また、コスト（中）における CO₂分離回収量は、コスト（高）（CO₂分離回収量 15 万 tCO₂/年）及びコスト（低）（CO₂分離回収量 150 万 tCO₂/年）の中間値をとり 82.5 万 t CO₂/年とした。

表 2.1.-1 導出した分離回収コスト計算式（分圧式）による試算結果

	CO ₂ 回収量 (万 tCO ₂ /年)	CO ₂ 分圧 (kPa)	分圧計算式 結果	円換算 2020 (107 円/US\$※)	円換算 2023 上期 (139 円/US\$※)
コスト(高)	15	13.0	71.9US\$/tCO ₂ ①	7,701 円/tCO ₂	10,004 円/tCO ₂
コスト(中)	82.5		63.3US\$/tCO ₂ ②	6,771 円/tCO ₂	8,795 円/tCO ₂
コスト(低)	150		54.7US\$/tCO ₂ ③	5,851 円/tCO ₂	7,601 円/tCO ₂

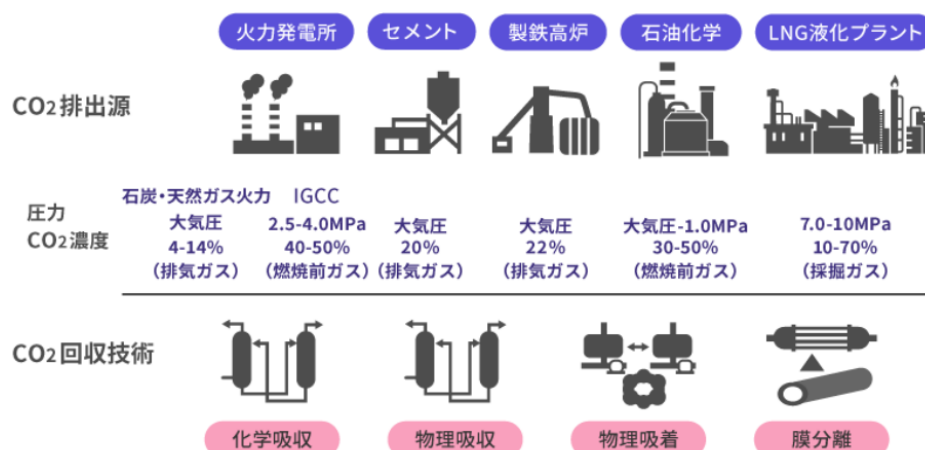
※ 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング（株），1990 年以降の為替相場，http://www.murc-kawasesouba.jp/fx/past_3month.php，より RITE にて設定。

分離回収コスト計算式（分圧式）の結果と比較するため CO₂ 分離回収量や試算年等の条件を同じにして、RITE が保有するコストデータから石炭火力へのレトロフィット（補助ボイラー追設）のコストを試算した。その結果、全体的に RITE 試算の方が 1 割程度低い試算となっていることがわかった。なお、GCCSI のレポートでは、コスト項目について詳細な情報が公開されていないため、これらの差が何により生じているのか確認できないが、ほぼ同じような結果と言える。

表 2.1.-2 導出した分離回収コスト計算式（分圧式）と RITE 試算の比較

	分圧計算 2020(A)	RITE 試算 2020(B)	差(C) A-B (C/A)	分圧計算 2023(D)	RITE 試算 2023(E)	差(F) D-E (F/D)	単位
コスト(高)	7,701	7,708	7 (0%)	10,004	8,690	1,315 (13%)	円/tCO ₂
コスト(中)	6,771	5,698	1,073 (16%)	8,795	8,184	612 (7%)	円/tCO ₂
コスト(低)	5,851	4,955	896 (15%)	7,601	7,394	206 (3%)	円/tCO ₂

今回は、簡易的ではあるが CO₂ 分圧を用いることで CO₂ 排出源毎の分離回収コストを試算する方法を得た（図 2.1.-3 に示すような CO₂ 濃度と圧力の積から簡易的にコストを試算することができる）。今後、鉄鋼（高炉）やセメント等からの分離回収コストについて、より詳細なコスト試算を実施するためには、それぞれの設備費、運用費（エネルギー／非エネルギー）等のコストデータが必要となる。



引用元：国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構「2020年度NEDO環境部成果報告会」「CO₂分離・回収技術の概要」資料を参考に作成

図 2.1.-3 CO₂ 分離・回収技術の概要

<https://green-innovation.nedo.go.jp/article/co2-separate/>

2.2 CCSコスト構造把握のためのコスト試算

CCS の障壁の一つとして、経済性の問題があげられる。CCS を実施することで排出源からの CO₂ は低減され、環境価値を高めることができるが、この環境価値について何ら収益を得る仕組みがない状況においては、追加コストに他ならない。

そのため、海外では削減した CO₂ 量に応じた税額控除や追加コストによる増加分を補償する差額決済契約制度等の支援制度を設けている。今後、CCS を一定規模以上に導入する場合、このような支援制度と合わせて、CCS コスト低減のための技術開発は必須である。

本節では、CO₂ 分離回収、輸送、貯留・モニタリングの各要素のコスト試算を行い、それぞれのコスト構造を把握した上で、コスト低減のための技術開発方針(案)を検討した。

2.2.1 試算にあたっての留意事項と前提条件

(1) 試算にあたっての留意事項

本試算は、過去文献等のコストデータを基に、RITE が任意に設定した条件の下、主に CO₂ 量を変数として、設備費、運用費（エネルギー/非エネルギー等）を試算したものであり、具体的な地点や設備等を想定した上での積算ではない。また、本試算は、公開データが比較的多い、石炭燃焼排ガス（CO₂ 濃度 12%～13%程度）及び天然ガス燃焼排ガス（CO₂ 濃度 3%～4%程度）からの CCS を対象としている。さらに、分離回収、輸送、貯留のいずれにおいても、土地利用の制約、土地購入費、土地賃貸料、造成費、地質性状によるコストへの影響、その他補償費等は一切考慮していない。この他、次の事項についても留意が必要である。

① コンティンジェンシー（予備費）の扱い（分離回収・輸送・貯留コスト）

大規模開発案件のコスト試算にあたっては、試算を行う時点における不確実性の多寡に応じて、積み上げたコスト試算の総額にコンティンジェンシーと呼ばれる予備費を加えることが一般的である。CCS 事業のように参照できる開発実績がほとんど存在しない案件については、詳細設計の過程でそれまで想定していなかった追加の設計が必要となることも懸念されるため、実際のコストは、初期の試算値と比較すると、増加する可能性がある。その対策として、初期のコスト試算においては大きめのコンティンジェンシー（35%程度等）を計上することが一般的であるが、本試算では、コンティンジェンシーは一部でのみ考慮している点は、留意しておく必要がある。

② 井戸数・プラットフォーム数の扱い（貯留コスト）

実際の開発における井戸数やプラットフォーム基数は、圧入する地下の性状等によって決定されるものである。本試算では、プラットフォームは1基の運用で固定されている点には留意が必要である。例えば、300 万トン/年規模の CO₂ 圧入を実現する実際の開発においては、1 基のプラットフォームで全てが完結できる蓋然性は高くないと専門家からの意見もあり、同規模の CO₂ 圧入に際しては、複数のプラットフォームの設置が必要となる可能性が十分にある点は留意すべきである。

③ モニタリングの扱い（モニタリングコスト）

モニタリングコストは、モニタリングの内容、範囲、期間、頻度等、法律上要求される事項によって定まるものである。加えて、モニタリングの内容、範囲については実際の開発地点の特性によっても影響を受ける。本試算の結果は、開発地点の特性の区別なく、水深と貯留した CO₂ の広がりのみを考慮して、そのたの条件は一律にモニタリングを実施するように想定した場合のコスト試算であり、実際の開発地点でのコスト試算とは必ずしも合致していない点に留意が必要である。

(2) 前提条件

本試算の主な前提条件とモニタリング項目を以下の表に示す。

表 2.2.-1 CCS コスト試算の前提条件（共通、分離回収、パイプライン輸送）

項目	内容（主な積算対象等）
プロジェクト期間	操業期間（20 年）／廃坑後管理（20 年）
共通事項	コストベース：2023 年上期 為替レート：139 円/US\$（2023 年上半期平均値）、割引率 5% 修繕費率：設備費の 3%（貯留設備は、陸域 2%、海域（着底）4%/（浮体）8%） 人件費：9 百万円/人（船員は 15 百万円/人） 電気代：20 円/kWh ※ 既存設備の改修、コンティンジェンシー（予備費）、一般管理費、雑費等は含まず。
排出源	石炭燃焼（CO ₂ 濃度 12%～13%程度） ※石炭価格 26,000 円/t（2023 年上期） LNG 燃焼（CO ₂ 濃度 3%～4%程度） ※LNG 価格 88,000 円/t（2023 年上期） 設備利用率 70%
年間 CO ₂ 回収量	50 万 tCO ₂ 、100 万 tCO ₂ 、200 万 tCO ₂ 、300 万 tCO ₂
CO ₂ 分離回収設備	排ガス冷却塔、排ガスブロワ、吸収塔、再生塔、補助ボイラー、ポンプ類等 蒸気（再生用）、吸収液、電気（ポンプ等）、工水、薬品類、修繕費 回収率 90%、化学吸収法（アミン吸収液 2.5GJ/tCO ₂ ～3.0GJ/tCO ₂ ） 共通設備、既存設備の改修費用は含まず。
パイプライン輸送設備	昇圧機（圧縮機）、パイプライン、放散設備、緊急遮断弁等 昇圧機電気代（2 段圧縮にて動力計算）、修繕費（設備費の 3%） ※ CO ₂ 輸送圧力 12.5MPa と想定 ※ 再昇圧設備費は含まず

表 2.2.-2 CCS コスト試算の前提条件（液化 CO₂ 輸送）²⁾³⁾

項目		内容(主な積算対象等)	
液化輸送設備	液化設備(直接冷却式) ※液化 CO ₂ : 0.7MPaG、－46℃	圧縮機、除湿機(脱水機)、液化冷凍機、オフガスセパレータ、工事費 放散設備/スタック、電気室、制御室、建屋	
	貯蔵・出荷設備(陸上) ※棧橋は対象外	液化 CO ₂ タンク(設計圧力 0.8MPaG、－50℃)、工事費 送液ポンプ、ローディングアーム、配管設備、電気計装設備、工事費 (棧橋は対象外)	
	受入・貯蔵設備(陸上)	液化 CO ₂ タンク(設計圧力 0.8MPaG、－50℃)、工事費 BOG 再液化装置、ローディングアーム、配管設備、電気計装設備、工 事費(棧橋は対象外)	
	圧入設備への移送用昇圧 設備(陸上)	移送用昇圧ポンプ、加温器(ORV)、海水ポンプ、放散設備/スタック、 電気計装設備、制御用空気設備	
船 CO ₂ 輸送	船型	21,000t 型	50,000t 型
	全長、幅、喫水	168m×27.5m、9.4m	236m×41m、19m
	設計温度	基準値－46℃(上限－43℃、下限－50℃)	
	設計圧力	設計圧力 1.0MPaG	

荷役装置	貨物ポンプ、スプレーポンプ、再液化装置	
速度	13.5 ノット(25km/h)	
乗組員数	22 人/隻(15 百万円/人)	
航行に関する事項	1 航海(往復)につき、荷役 48(24×2)時間、入港待機 24(12×2)時間、荒天待機 48(24×2)時間、航行時間(輸送距離/25 km)を考慮	
取得価格	約 71 億円	約 107 億円

表 2.2.-3 CCS コスト試算の前提条件（貯留・モニタリング）²⁾³⁾

項目	内容(主な積算対象等)
貯留設備	掘削費(圧入井)、圧入設備(バッファタンク、圧入ポンプ、付帯設備+建屋) 圧入ポンプ電気代、修繕費(陸域 2%、海洋(着底)4%/(浮体)8%) 圧入レート 30 万 tCO ₂ /坑・年 陸域リグ(国内調達)、ジャッキアップリグ(海外調達) ※ 2023 年上期リグレートを参考。 掘削費: 陸域(28 億円/坑)、海洋(ジャッキアップ)(41 億円/坑@水深 50m)、掘削深度 2,000m ※ 圧力緩和井・水処理が必要となる場合もあるが、本試算では考慮していない ※ 試掘の結果、掘削費や圧入量が増減する場合もあるが、本検討では考慮していない
廃坑費用	陸域 2 億円/坑、ジャッキアップ 10 億円/坑、セミサブ 13 億円/坑
モニタリング 事前調査	簡易モデル評価、詳細モデル評価、調査井(陸域 18 億円/坑、ジャッキアップ 30 億円/坑、セミサブ 52 億円/坑)※垂直井
圧入中モニタリング	3D 探査、海洋調査等 観測井(陸域 18 億円/坑、ジャッキアップ 30 億円/坑、セミサブ 52 億円/坑)※垂直井
廃坑後モニタリング	3D 探査、海洋調査等

表 2.2.-4 モニタリング項目①

区分	モニタリング内容	頻度	単位
事前評価簡易モデル評価	広域地質検討	1	回
	2次元弾性波探査/データ解釈・評価	1	回
	CO ₂ 長期シミュレーション	1	回
事前評価詳細モデル評価	3次元弾性波探査/データ解釈・評価	1	回
	地震活動モニタリング	1	回
	調査井関係(坑井地質調査、泥水検層、物理検層、坑井テスト等)	1	坑
	分析(微化石分析、コア分析、流体分析)	1	回
	海域調査	1	回
	CO ₂ 長期シミュレーション	1	回
	CO ₂ 圧入計画策定、漏洩・漏出シナリオ策定	1	回
圧入設備	圧入井関係(坑井地質調査、泥水検層、物理検層、坑井テスト等)	1	坑
	圧入テスト	1	坑
	観測井関係(坑井地質調査、泥水検層、物理検層、坑井テスト等)	1	坑
圧入中モニタリング	繰返し 3 次元弾性波探査(20 年÷5 年=4、4×2 回=8 回)	8	回
	観測(微小振動、温度・圧力、地層流体サンプリング)	20	年
	分析(流体・ガス分析、ガス分析(圧入ガス))	20	年
	海域調査(毎年※年 4 回)	20	年

圧入後モニタリング	取得データ解釈・評価	8	回
	ヒストリーマッチング、CO ₂ 長期挙動予測・総合評価	8	回
	繰返し 3 次元弾性波探査 (20 年÷5 年=4、4×2 回=8 回)	8	回
	観測 (微小振動、温度・圧力、地層流体サンプリング)	20	年
	分析 (流体・ガス分析)	20	年
	海域調査 (毎年※年 1 回)	20	年
	取得データ解釈・評価	8	回
	ヒストリーマッチング、CO ₂ 長期挙動予測・総合評価	8	回

(3) 積算概要

本試算の主な積算概要を以下の表に示す。

表 2.2.-5 主な積算概要①²⁾³⁾

大項目	小項目	内容	積算概要	備考
事前調査	簡易モデル、弾性波探査・分析、詳細モデル、シミュレーション、圧入性能等	水深 50m 未満: OBC (設置/撤去) @31 億円を適用 水深 50m 以上: ストリーマー @32 億円を適用 調査範囲は 25 km ² 、これを基本に 0.24 乗則で試算		RITE 調査
分離回収設備	排ガス冷却塔、排ガスブロウ、吸収塔、再生塔、補助ボイラー、ポンプ類等	石炭燃焼排ガス: 600tCO ₂ /h @ 約 600 億円 LNG 燃焼排ガス: 280tCO ₂ /h @ 約 500 億円 上記プラント設備費×(CO ₂ 回収量/上記プラントの CO ₂ 回収量) ^{^0.6}		RITE 調査
	運用費 (吸収液、蒸気代等)	CO ₂ 量、必要となる熱量等から使用量を算出し、単価×使用量にて試算		
輸送	昇圧機 (圧縮機)	CO ₂ 輸送量、圧力から必要となる昇圧機動力 (kWh) を算出し、昇圧機動力に応じたコストカーブにて試算		RITE 調査
	運用費 (電気代)	上記にて算出した昇圧機動力 (kWh) を用い、消費電力量×電気代にて試算		RITE 調査
	パイプライン、放散設備・緊急遮断弁	CO ₂ 輸送量、圧力から必要となるパイプライン径を算出し、パイプライン径に応じたコストカーブにて試算		
貯留	陸上リグ	圧入坑井、プラットフォーム、陸/洋上設備、海底圧入関連設備等を積算	掘削費 @ 28 億円/坑、その他貯留量に応じた設備費を算出	RITE 調査
	ジャッキアップリグ		掘削費 @ 56 億円/坑、その他貯留量に応じた設備費を算出	
	セミサブリグ		掘削費 @ 80 億円/坑、その他貯留量に応じた設備費を算出	
	運用費 (電気代)	圧入ポンプの消費電力量 (kWh) を算出し、消費電力量×電気代にて試算		
	廃坑費用	1 坑あたり、陸上 2 億円、ジャッキアップ 10 億円、セミサブ 13 億円として、それぞれの単価×圧入井本数にて試算		
修繕費	設備修繕費	設備費に修繕費率を乗じて試算		

表 2.2.-6 主な積算概要②²⁾³⁾

大項目	小項目	内容	積算根拠	出典等
液化輸送設備	液化設備	- 設備費は CO₂ 量の比に 0.6 乗則を適用して試算。 - 運用費は、tCO₂ あたりの単位使用量とその単価から試算。 - その他、修繕費 (3%)、冷却水等を試算		NEDO ゼロエミ等

貯蔵・ 出荷設備	・ CO₂ 貯蔵設備の規模 (CO₂ 貯蔵量) を液化 CO₂ 輸送船の入港間隔に合わせ算出。 ・ 算出した CO₂ 貯蔵量に設備コスト計算式を乗じ、設備コストを試算。 ・ その他、修繕費 (3%)、電気代等を試算	NEDO ゼロエミ 等
受入・ 貯蔵設備	・ CO₂ 貯蔵設備の規模は上記設備と同じ設定にしている。 ・ 設定した CO₂ 貯蔵量に設備コスト計算式を乗じ、設備コストを試算。 ・ その他、修繕費 (3%)、電気代等を試算	NEDO ゼロエミ 等
圧入設備 への移送	・ 設備費は CO₂ 量の比に 0.6 乗則を適用して試算。 ・ 運用費は、tCO₂ あたりの単位使用量とその単価から試算。 ・ その他、修繕費 (3%)、電気代等を試算	NEDO ゼロエミ 等
液化 CO ₂ 輸送船	・ 船の大きさは、輸送量、輸送距離、隻数にて決定。また、船型は 5 万 t 型を超えないよう隻数にて調整 (基本は 2 隻体制) ・ 基準となる船価から船の大きさに比例して、船価を試算。 ・ 航海日数 (往復) は、荷役 48 時間、入港待機 24 時間、荒天待機 48 時間を考慮し、速度は 13.5 ノット (25 km/h) で一定で進むものとして試算。 ・ その他、修繕費 (3%)、燃料代、船員費を試算	NEDO ゼロエミ 等

2.2.2 試算のイメージ

CCS のコスト構造を把握するためには、詳細なコストデータが必要となる。そのため、文献等から比較的詳細なコストデータの入手が可能な石炭火力発電所及び天然ガスコンバインドサイクル発電所を排出源とした。また、CO₂ 分離回収量、輸送方法、貯留方法は、それぞれ図 2.2.-1 に示す組合せで試算を行った。試算ケースは、石炭火力発電所（24 ケース）、天然ガスコンバインドサイクル発電所（24 ケース）を合わせて、48 ケースとした。

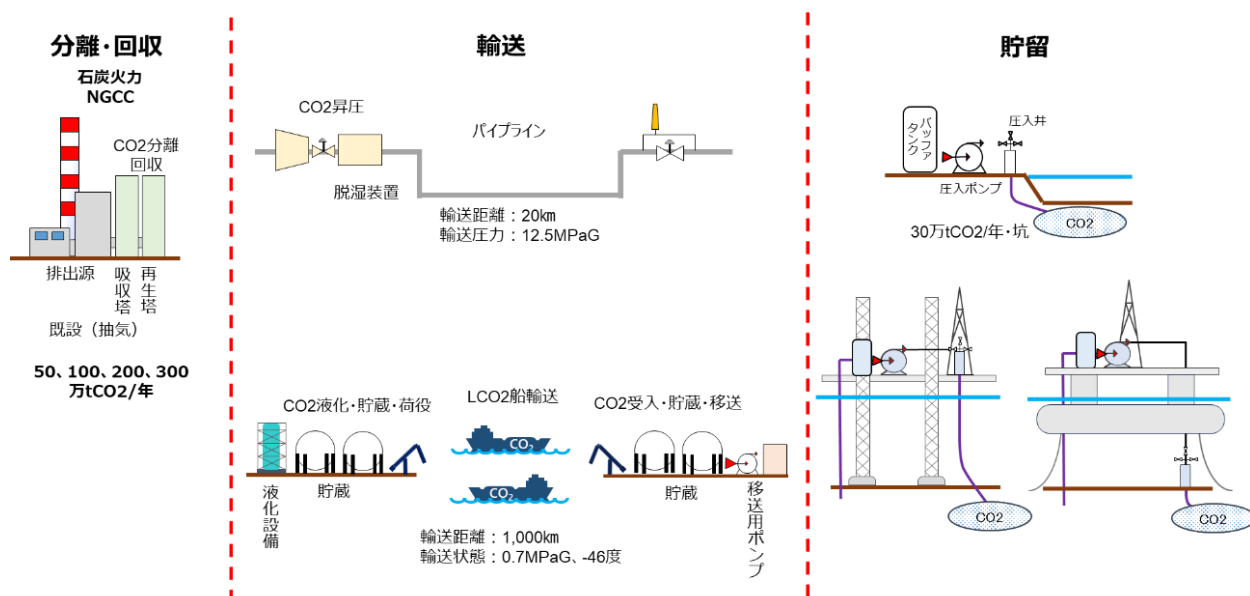


図 2.2.-1 試算イメージ（各要素の組み合わせ）

表 2.2.-7 試算ケース

分離回収	CO ₂ 分離回収量 万 tCO ₂ /年	輸送	貯留	試算ケース
石炭火力	50, 100, 200, 300	パイプライン	陸上坑口	24 ケース
天然ガス コンバインドサイクル		液化 CO ₂ 船	海上坑口 (ジャッキアップ)	24 ケース
			海底坑口 (セミサブ)	

本試算結果を元に把握した各要素のコスト構造や事業者へのヒアリング調査での意見等を参考にした上で、次節以降に示す「技術開発方針（案）」、「その他コスト低減（案）」、「コスト低減率の目安」を整理した。

なお、低減率の目安が反映される技術が各設備に導入される時期については、遅くとも最終投資決定判断を行う時点において、既にこれらのコスト低減技術が実装可能であることが求められるため 2030 年以降に詳細設計を行う場合と想定した（即ち、早くても 2030 年代後半以降に操業する場合と想定した）。

2.3 CO₂分離回収

CO₂分離回収技術には、「化学吸収法」、「物理吸収法」、「膜分離法」等があり、燃焼排ガスからの CO₂分離回収技術では、主に化学吸収法が導入されている。

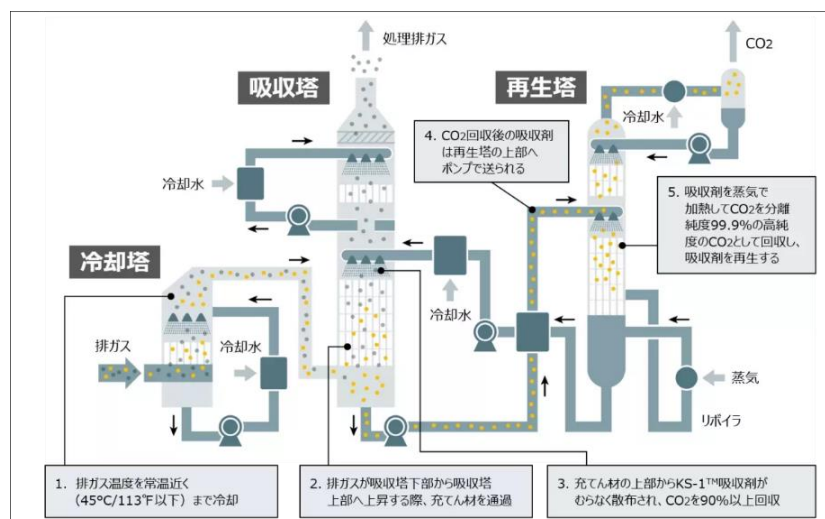


図 2.3.-1 分離回収技術のプロセスフロー図 (MHI (KS-1))⁴⁾

出典 : https://www.mhi.com/jp/products/engineering/co2plants_process.html

本節では、燃焼後排ガスからの CO₂分離回収技術として主に導入されている「化学吸収法」(図 2.3.-1)を対象に、コスト構造を調査し、技術開発方針(案)を検討した。

なお、現在進められている研究開発動向であるが、NEDO(国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構)では、グリーンイノベーション基金事業の一環として「CO₂の分離回収等技術開発プロジェクト」に着手している。このプロジェクトでは、高圧で CO₂濃度が高い排気ガスに比べ、CO₂分離回収に多くのエネルギーを要するとされる低圧・低濃度の排気ガス(CO₂濃度 10%以下)を対象として、2030 年に 2,000 円台/tCO₂以下の CO₂分離回収コストを実現するための技術開発に取り組んでいる⁵⁾。

(1) 分離回収コストの構造

① 微粉炭火力発電(石炭火力)

今回設定した条件での試算結果は、設備規模が大きくなれば、徐々に OPEX の割合が高くなる。OPEX の割合は、50 万 tCO₂/年では約 50%であるが 300 万 tCO₂/年では約 60%になる。コストに占める割合の高いものは、設備費(38%~51%)、吸収液・工水等(16%~25%)、再生のためのエネルギー消費(11%~16%)の順である。単位あたりのコストは、スケールメリットによって、50 万 tCO₂/年を基準(100%)にすると 300 万 tCO₂/年では約 66%になる。

② 天然ガスコンバインドサイクル発電(NGCC)

今回設定した条件での試算結果は、設備規模が大きくなれば、徐々に OPEX の割合が高くなる。OPEX の割合は、50 万 tCO₂/年で約 62%であるが 300 万 tCO₂/年では約 75%にな

る。コストに占める割合の高いものは、設備費（25%～38%）、再生のためのエネルギー消費（29%～37%）、吸収液・工水等とブロウ・ポンプ動力が同等（12%～16%）の順である。単位あたりのコストは、スケールメリットによって、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にすると 300 万 tCO₂/年では約 75%になる。

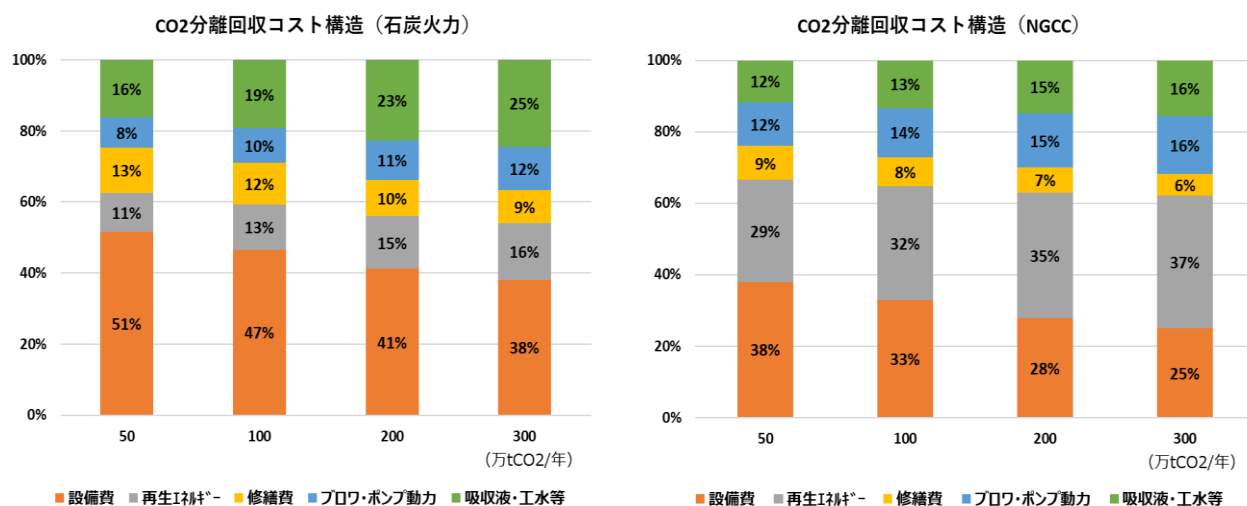


図 2.3.-2 CO₂ 分離回収コストの構造（石炭火力/NGCC）

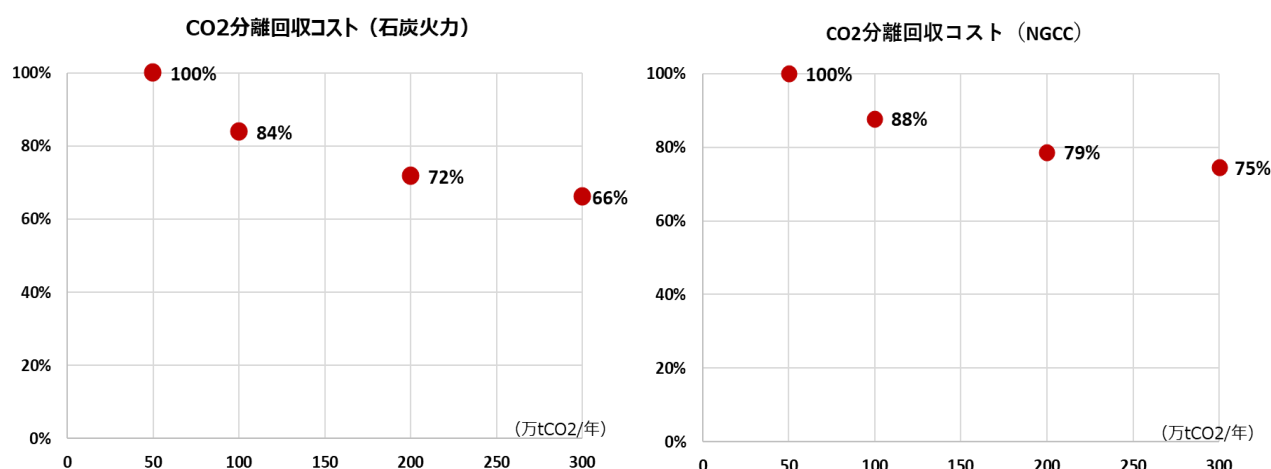


図 2.3.-3 CO₂ 分離回収コストスケールメリット（石炭火力/NGCC）

(2) コスト低減のための技術開発方針（案）

コスト低減のためには、CO₂分離回収のコスト構造から把握したとおり、コストに占める割合の高い「設備費」、「再生エネルギー」、「吸収液・工水等」の低減が重要だと考えられる。また、国内での CO₂ 分離回収では規模の拡大に応じて OPEX の割合が徐々に高くなることから全体的に省エネを指向することが重要となる。

今回、把握したコスト構造等から表 2.3.-1 のとおり技術開発方針（案）、その他（案）、低減率（目安）を整理した。

表 2.3.-1 コスト低減のための技術開発方針

項目	技術開発方針(案)	その他(案)	低減率(目安)
設備費	- 設備のコンパクト化/モジュール化 - 小規模排出源に適した分離回収設備の開発(モジュール化) - 分離回収率の向上(排ガス流量に応じた最適制御)	- 学習効果(設計、調達、製作・施工等) - 分離回収量(設備規模)の標準化(例えば、30 万、50 万、100 万、150 万 tCO₂/年等)	10%～30%
再生エネルギー	吸収材開発 - 再生エネルギー低減 - 再生に必要なとなる温度の低温化	周辺環境を含めたシステム最適化(排熱、冷熱利用)	40%～50% 2030 年の開発目標値 1.5GJ/tCO ₂ を参考として、現行、2.5～3.0GJ/tCO ₂ から 40～50%程度低減
吸収液・工水等	吸収材開発 - 劣化性能向上 - 工水等 - 冷却塔(熱交換)能力向上	- 周辺環境を含めたシステム最適化(水処理、工水・薬品調達、冷熱利用) - 吸収材(液)の生産量拡大、標準化	10%

(3) 結果の整理

① 微粉炭火力発電(石炭火力)

表 2.3.-1 に示している低減率の目安を達成した場合のコスト低減見込を試算した。石炭火力では、CO₂分離回収コストは、12%～27%程度のコスト低減見込となる。

表 2.3.-2 CO₂分離回収コスト低減見込(石炭火力)

項目	CO2回収量 (万tCO2/年)	全体に占める割合	低減率 (目安)	低減見込		CO2回収量 (万tCO2/年)				
						50	100	200	300	
設備費	50	51%	10～30%	5%～15%		設備費	5%～15%	5%～14%	4%～12%	4%～11%
	100	47%		5%～14%		修繕費	1%～4%	1%～4%	1%～3%	1%～3%
	200	41%		4%～12%		再生エネルギー	4%～6%	5%～7%	6%～8%	6%～8%
	300	38%		4%～11%		吸収液・工水等	2%	2%	2%	3%
修繕費※	50	13%	10～30%	1%～4%		分離回収コスト に対する低減見込	12% 27%	13% 27%	13% 25%	14% 25%
	100	12%		1%～4%						
	200	10%		1%～3%						
	300	9%		1%～3%						
再生エネルギー	50	11%	40～50%	4%～6%						
	100	13%		5%～7%						
	200	15%		6%～8%						
	300	16%		6%～8%						
吸収液・工水等	50	16%	10%	2%						
	100	19%		2%						
	200	23%		2%						
	300	25%		3%						

任意に設定した低減率の目安を「設備費 30%(及び修繕費 30%)」、「再生エネルギー 50%」、「吸収液・工水等 10%」とした場合の試算結果を次の棒グラフに示す。同じ規模の設備との比較では、それぞれ 25%～26%程度の低減見込となった。また、CO₂分離回収コストは、50 万 tCO₂/年を基準(100%)にした場合、低減率の目安を達成すること及びスケールメリットにより、300 万 tCO₂/年では、50%程度低減する見込となった。

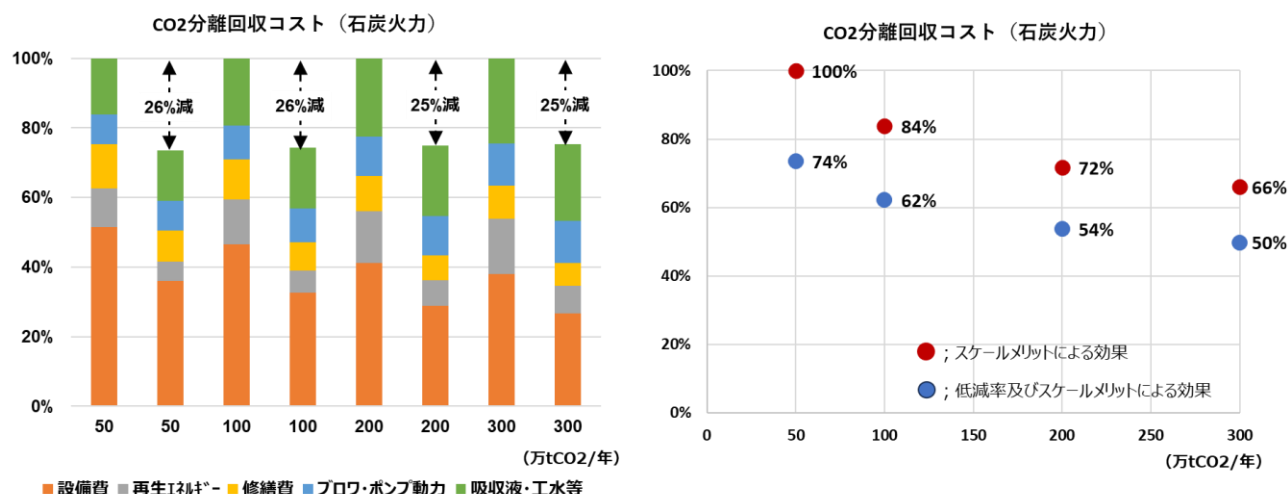


図 2.3.-4 CO₂分離回収コスト低減見込（石炭火力）

② 天然ガスコンバインドサイクル発電（NGCC）

表 2.3.-1 に示している低減率の目安を達成した場合のコスト低減見込を試算した。NGCC では、CO₂分離回収コストは、18%～32%程度のコスト低減見込となった。

表 2.3.-3 CO₂分離回収コスト低減見込（NGCC）

項目	CO2回収量 (万tCO2/年)	全体に占める 割合	低減率 (目安)	低減見込
設備費	50	38%	10～30%	4%～11%
	100	33%		3%～10%
	200	28%		3%～8%
	300	25%		3%～8%
修繕費※	50	9%	10～30%	1%～3%
	100	8%		1%～2%
	200	7%		1%～2%
	300	6%		1%～2%
再生エネルギー	50	29%	40～50%	12%～15%
	100	32%		13%～16%
	200	35%		14%～18%
	300	37%		15%～19%
吸収液・工水等	50	12%	10%	1%
	100	13%		1%
	200	15%		2%
	300	16%		3%

項目	CO2回収量 (万tCO2/年)			
	50	100	200	300
設備費	4%～11%	3%～10%	3%～8%	3%～8%
修繕費	1%～3%	1%～2%	1%～2%	1%～2%
再生エネルギー	12%～15%	13%～16%	14%～18%	15%～19%
吸収液・工水等	1%	1%	2%	3%
分離回収コスト に対する低減見 込	18%～ 30%	18%～ 29%	20%～ 30%	22%～ 32%

任意に設定した低減率の目安を「設備費 30%」、「再生エネルギー 50%」、「吸収液・工水等 10%」とした場合の試算結果を次の棒グラフに示す。同じ規模の設備との比較では、それぞれ 29%～32%程度の低減見込となった。また、CO₂分離回収コストは、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にした場合、低減率の目安を達成すること及びスケールメリットにより、300 万 tCO₂/年では約 53%となった。

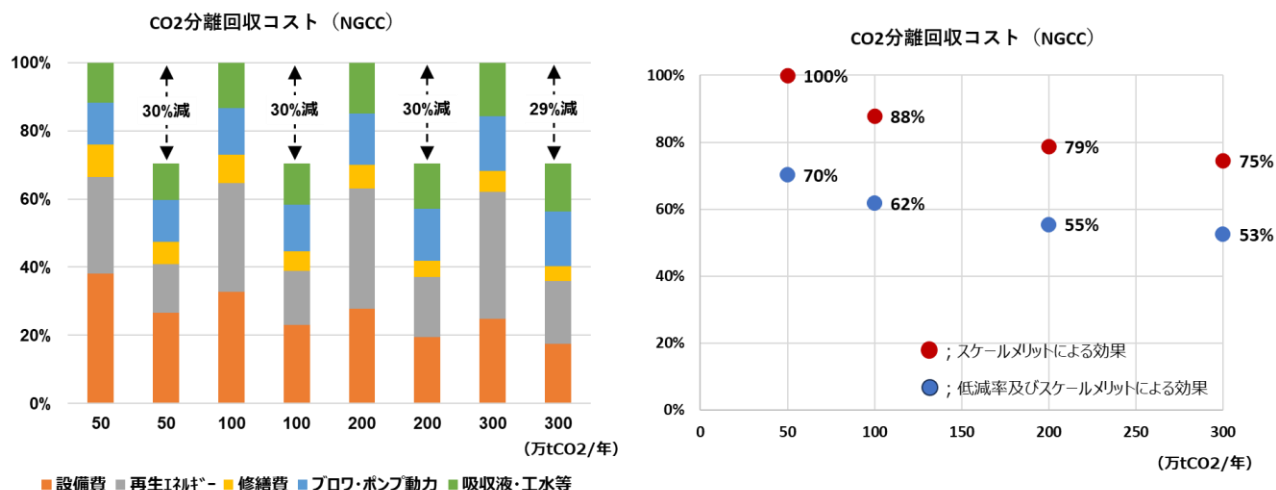


図 2.3.-5 CO₂ 分離回収コスト低減見込（NGCC）

2.4 CO₂パイプライン輸送

(1) パイプライン輸送コスト構造及び分析

今回設定した条件（輸送距離 20km、昇圧用圧縮機出口圧力 12.5MPa）での試算結果は、いずれの輸送量の場合でも OPEX は 8 割程度となった。コストに占める割合の高いものは、昇圧電気代（37%～66%）、昇圧設備費（16%～18%）、昇圧修繕・消耗品費（9%～21%）である。単位あたりのコストは、スケールメリットによって下がり、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にすると 300 万 tCO₂/年では約 57%になる。

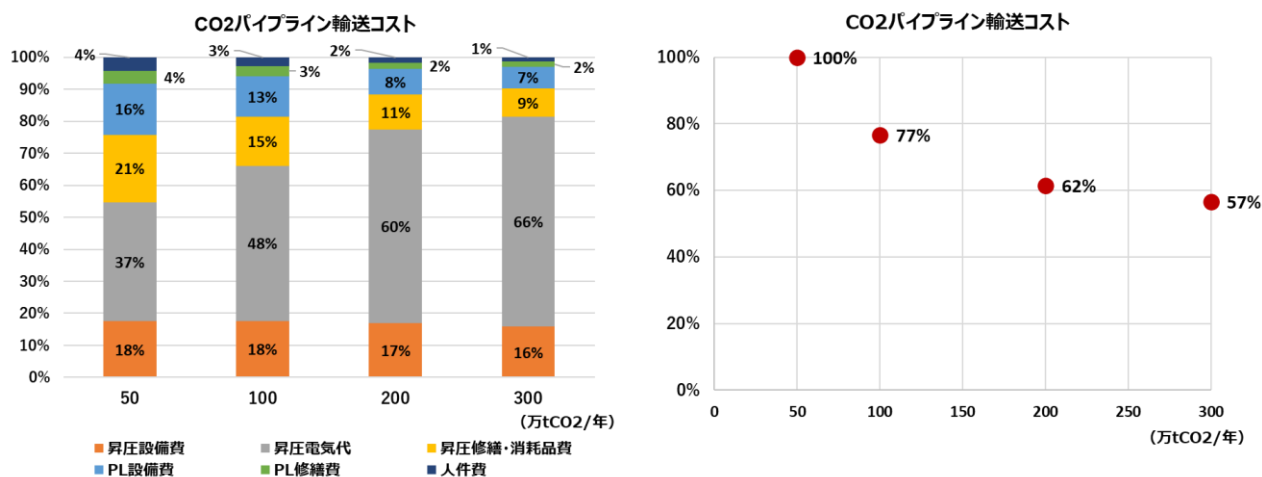


図 2.4.-1 CO₂ パイプライン輸送コストの構造とスケールメリット

(2) コスト低減のための技術開発方針（案）

コスト低減のためには、CO₂ パイプライン輸送のコスト構造から把握したとおり、CO₂ パイプライン輸送コストに占める割合が特に高い「昇圧電気代」の低減が重要と考えられる。

今回、把握したコスト構造等から表 2.4.-1 のとおり技術開発方針（案）、その他（案）、

低減率（目安）を整理した。

表 2.4.-1 コスト低減のための技術開発方針

項目	技術開発方針(案)	その他(案)	低減率(目安)
昇圧電気代	- 省エネルギータイプの圧縮機開発 - 運転の高効率化(輸送量に応じた最適制御等)		<u>10%~20%</u>
設備費	圧縮設備 - 大規模輸送への対応 - 設備のコンパクト化/モジュール化 パイプライン設備 - 大規模輸送(高圧輸送)	圧縮設備 - 現地据付工事期間短縮 - 設備の標準化 パイプライン設備 - 大規模輸送(幹線構築) - 合理的な経路(排出源と貯留地点のマッチング) - 設備の標準化	<u>10%</u>

(3) 結果の整理

表 2.4.-1 に示している低減率の目安を達成した場合のコスト低減見込を試算した。CO₂パイプライン輸送コストは、8%~16%程度のコスト低減見込となった。

表 2.4.-2 CO₂パイプライン輸送コスト低減見込

項目	CO2回収量 (万tCO2/年)	全体に占める 割合	低減率 (目安)	低減見込
昇圧電気代	50	37%	<u>10~20%</u>	4%~7%
	100	48%		5%~10%
	200	60%		6%~12%
	300	66%		7%~13%
昇圧設備費	50	18%	<u>10%</u>	2%
	100	18%		2%
	200	17%		2%
	300	16%		2%
昇圧修繕・消耗品費※	50	21%	<u>10%</u>	2%
	100	15%		2%
	200	11%		1%
	300	9%		1%



項目	CO2回収量 (万tCO2/年)			
	50	100	200	300
昇圧電気代	4%~7%	5%~10%	6%~12%	7%~13%
昇圧設備費	2%	2%	2%	2%
昇圧修繕・消耗品	2%	2%	1%	1%
<u>輸送コストに対する低減見込</u>	<u>8%~11%</u>	<u>9%~14%</u>	<u>9%~15%</u>	<u>10%~16%</u>

任意に設定した低減率の目安を「昇圧設備費 10%」、「昇圧電気代 20%」とした場合の試算結果を次の棒グラフに示す。同じ規模の設備との比較では、それぞれ 11%~16%程度の低減見込となった。また、CO₂パイプライン輸送コストは、50 万 tCO₂/年を基準(100%)にした場合、低減率の目安を達成すること及びスケールメリットにより、300 万 tCO₂/年では約 48%となった。

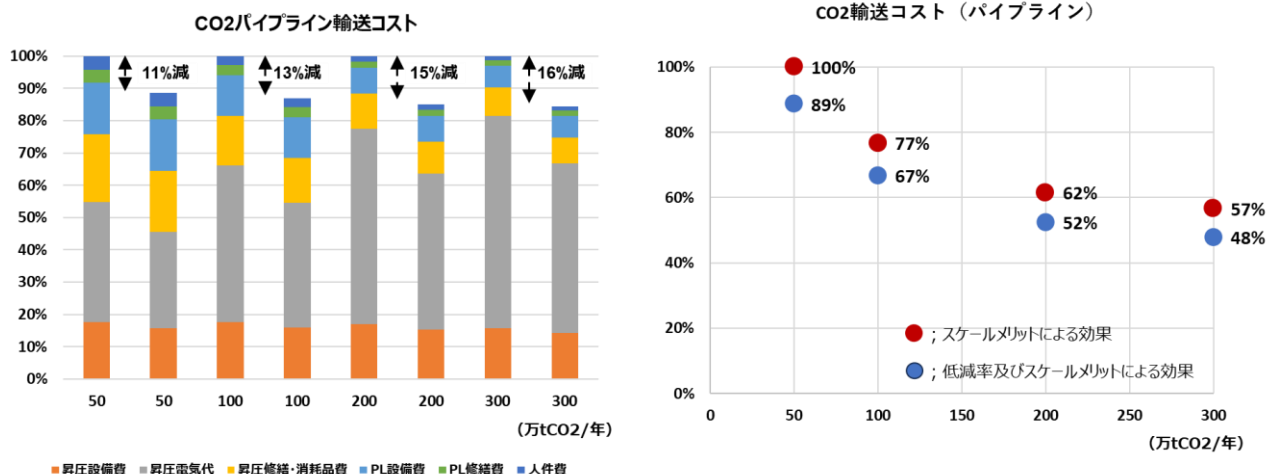


図 2.4.-2 CO₂パイプライン輸送コスト低減見込

2.5 液化CO₂船舶輸送

(1) コスト構造及び分析

今回設定した条件（輸送距離 1,000 km，液化 CO₂ 船（仕様-46℃、1MPa））での試算結果は、いずれの輸送量の場合も OPEX が 6 割程度となる。コストに占める割合の高いものは、液化電気代（28%～47%）、設備費（液化・貯蔵出荷・受入貯蔵設備の合計 25%～33%）、液化 CO₂ 船運用費（11%～18%）である。単位あたりのコストは、スケールメリットによって下がり、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にすると 300 万 tCO₂/年では約 54%になる（なお、液化 CO₂ 船の試算にあたっては、船型は 5 万 t 型を限界とした）。

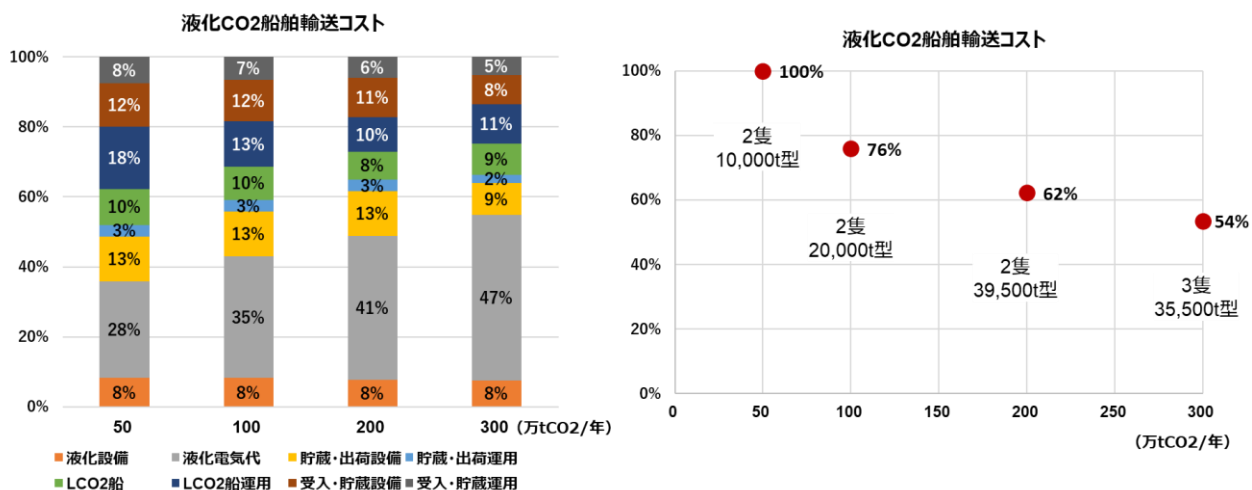


図 2.5.-1 液化 CO₂ 船舶輸送コストの構造とスケールメリット

(2) コスト低減のための技術開発方針（案）

コスト低減のためには、液化 CO₂ 船舶輸送のコスト構造から把握したとおり、コストに占める割合の高い「液化電気代」、「設備費（液化、貯蔵出荷、LCO₂ 船、受入貯蔵）」の低減が重要と考えられる。

今回、把握したコスト構造等から表 2.5.-1 のとおり技術開発方針（案）、その他（案）、低減率（目安）を整理した。

表 2.5.-1 コスト低減のための技術開発方針

項目	技術開発方針(案)	その他(案)	低減率(目安)
液化電気代	- 省エネルギータイプの液化技術開発(多段フラッシュ等) - 運転の高効率化(液化量に応じた最適制御)	LNG 等の冷熱利用	<u>10%</u>
設備費	液化 CO ₂ 船 - 大型化 - 浅い喫水域への対応 陸上設備 - 設備のコンパクト化	- 設備の標準化 - 輸送距離/輸送量に応じた全体最適化 ※液化 CO ₂ 船の規格の統一(例えば、大型化では「低温低圧」、輸送量・距離が限定的であれば「中温中圧」、「常温高圧」等) - 浮体式 CO₂ 液化・貯蔵設備	<u>10%</u>

(3) 結果の整理

表 2.5.-1 に示している低減率の目安を達成した場合のコスト低減見込を試算した。液化 CO₂ 船舶輸送コストは、7%～8%程度のコスト低減見込となった。

表 2.5.-2 液化 CO₂ 船輸送コスト低減見込

項目	CO ₂ 回収量 (万tCO ₂ /年)	全体に占める 割合	低減率 (目安)	低減見込	項目	CO ₂ 回収量 (万tCO ₂ /年)			
						50	100	200	300
液化電気代	50	28%	<u>10%</u>	3%	液化電気代	3%	4%	4%	5%
	100	35%		4%	設備費	4%	4%	4%	3%
	200	41%		4%	輸送コストに 対する低減見込	<u>7%</u>	<u>8%</u>	<u>8%</u>	<u>8%</u>
	300	47%		5%					
設備費	50	43%	<u>10%</u>	4%					
	100	43%		4%					
	200	40%		4%					
	300	34%		3%					

任意に設定した低減率の目安を「液化電気代 10%」、「設備費 10%」とした場合の試算結果を次の棒グラフに示す。同じ規模の設備との比較では、それぞれ 10%～13%程度の低減見込となった。また、液化 CO₂ 船舶輸送コストは、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にした場合、低減率の目安を達成すること及びスケールメリットにより、300 万 tCO₂/年では約 47%となった。

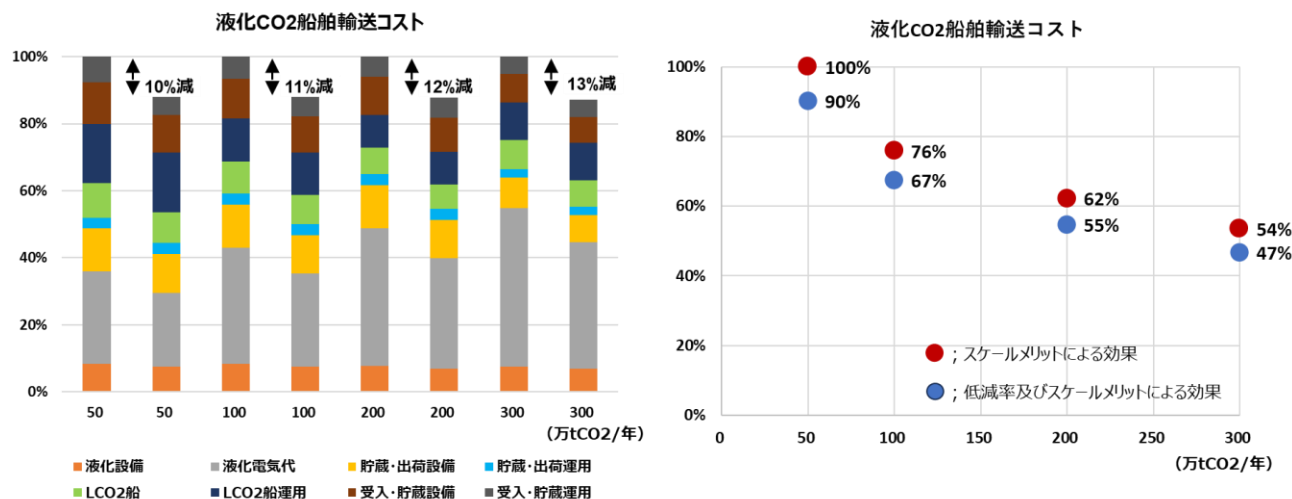


図 2.5.-2 液化 CO₂ 船輸送コスト低減見込

2.6 CO₂ 地中貯留・モニタリング

(1) コスト構造及び分析

① 陸上坑口（陸上リグ）

今回設定した条件（圧入レート 30 万 tCO₂/年・坑、陸上リグ）での試算結果は、いずれの貯留量の場合でも CAPEX の割合が 60%～70%となった（CAPEX は、事前探査、圧入坑井（掘削費）、陸上設備（設備費）、圧入ライン（設備費）、廃坑とした）。コストに占める割合の高いものは、掘削費（35%～46%）、圧入中モニタリング（12%～23%）である。単位あたりのコストは、スケールメリットによって下がり、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にすると 300 万 tCO₂/年では約 52%となる。

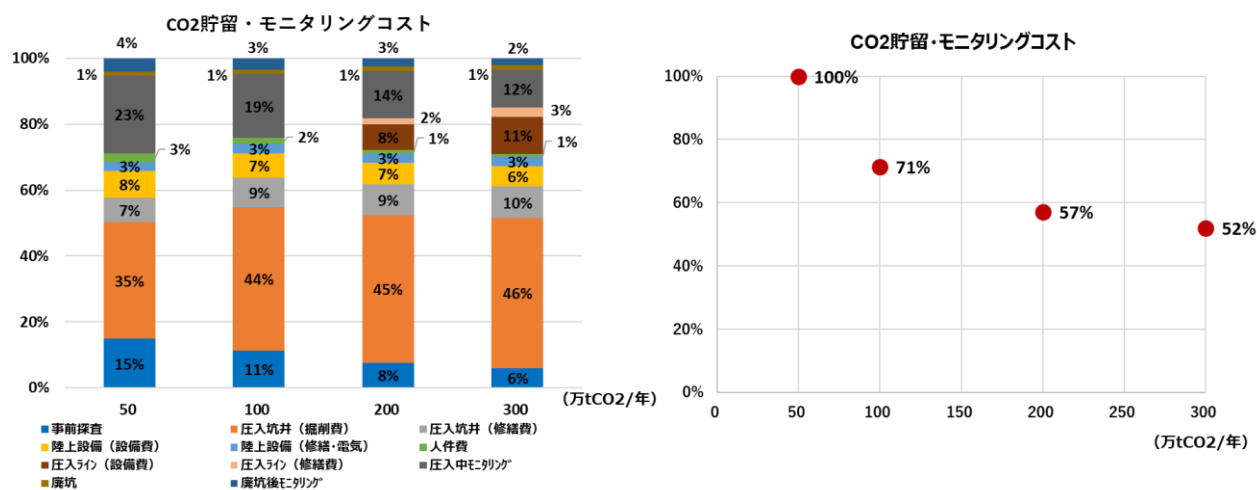


図 2.6.-1 CO₂ 地中貯留・モニタリングコストの構造とスケールメリット（陸上リグ）

② 固定式プラットフォーム（ジャッキアップリグ）

今回設定した条件（圧入レート 30 万 tCO₂/年・坑、ジャッキアップリグ）での試算結果は、いずれの貯留量の場合でも CAPEX の割合が 62%～65%となった（CAPEX は、事前

探査、圧入坑井（掘削費）、着底設備（設備費）、海底設備（設備費）、廃坑とした）。コストに占める割合の高いものは、掘削費（32%～39%）、着底設備（6%～13%）、圧入中モニタリング（6%～13%）、海底設備（12%～17%）である。単位あたりのコストは、スケールメリットによって下がり、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にすると 300 万 tCO₂/年では約 61%となる。

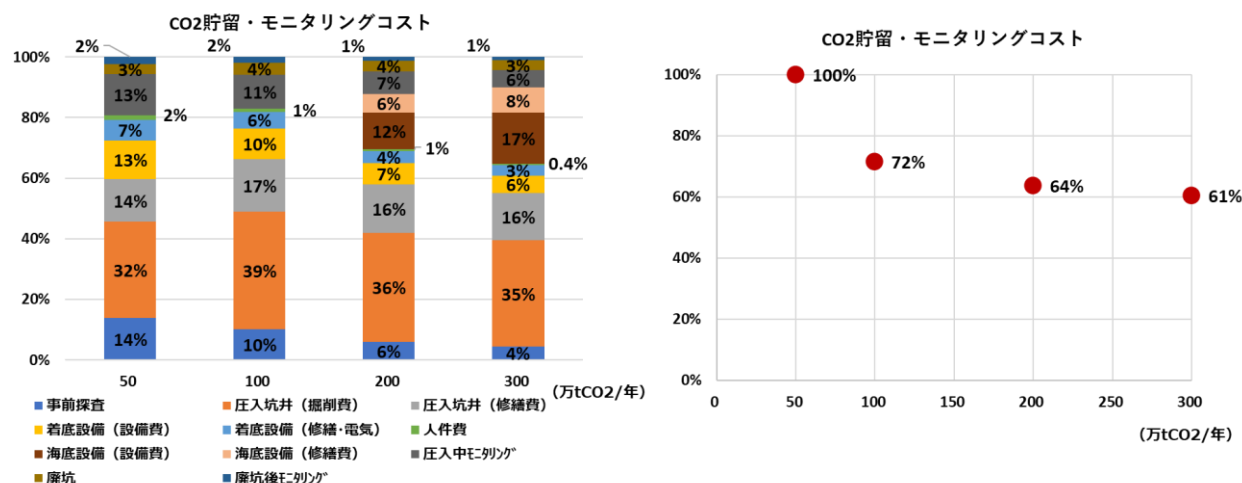


図 2.6.-2 CO₂ 地中貯留・モニタリングコストの構造とスケールメリット
(ジャッキアップリグ)

③ 浮体式プラットフォーム（セミサブリグ）

今回設定した条件（圧入レート 30 万 tCO₂/年・坑、セミサブリグ）での試算結果は、いずれの貯留量の場合でも CAPEX の割合が 65%～66%となった（CAPEX は、事前探査、圧入坑井（掘削費）、浮体設備（設備費）、海底設備（設備費）、廃坑とした）。コストに占める割合の高いものは、掘削費（26～37%）、浮体設備（8～17%）、海底設備（10～16%）である。単位あたりのコストは、スケールメリットによって下がり、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にすると 300 万 tCO₂/年では約 48%となる。

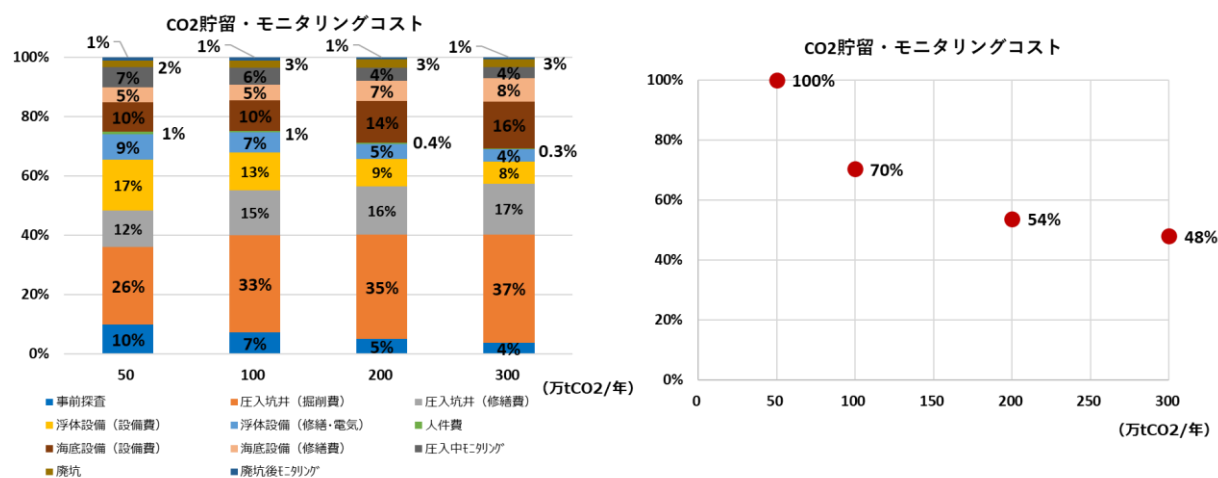


図 2.6.-3 CO₂ 地中貯留・モニタリングコストの構造とスケールメリット
(セミサブリグ)

(2) コスト低減のための技術開発方針（案）

コスト低減のためには、CO₂貯留・モニタリングコストのコスト構造から把握したとおり、コストに占める割合の高い「掘削費」、「圧入中モニタリング」の低減が重要と考えられる。

今回、把握したコスト構造等から表 2.6.-1 のとおり技術開発方針（案）、その他（案）、低減率（目安）を整理した。

表 2.6.-1 コスト低減のための技術開発方針

項目	技術開発方針（案）	その他（案）	低減率（目安）
掘削費	- CCS の貯留層に適した掘削技術の向上（石油・ガス開発より浅い深度・地層等） - 圧入性能/貯留スペースの有効利用技術（水平井、マイクロバブル等）	- 掘削リグの計画運用（国内での拠点化） - 人材育成	<u>10%</u>
モニタリング	常設型観測装置（光ファイバーケーブル等）の高寿命化	- 地点毎に応じた科学的・合理的な方法／頻度 - 人材育成	<u>10%～50%</u>
探査	CCS のための探査・評価技術の向上（探査データ取得、データ解析、シミュレーション等）	- 探査データの共有化 - 人材育成	<u>10%</u>

(3) 結果の整理

① 陸上坑口（陸上リグ）

表 2.6.-1 に示している低減率の目安を達成した場合のコスト低減見込を試算した。CO₂貯留・モニタリングコストは、7%～19%程度のコスト低減見込となった。

表 2.6.-2 CO₂地中貯留・モニタリングコスト低減見込（陸上リグ）

項目	CO2回収量 (万tCO2/年)	全体に占める割合	低減率 (目安)	低減見込		項目	CO2回収量（万tCO2/年）			
							50	100	200	300
掘削費	50	39%	10%	4%		掘削費	4%	5%	5%	5%
	100	48%		5%		圧入中モニタリ ング	3%～13%	2%～11%	2%～8%	1%～7%
	200	49%		5%		事前探査	2%	1%	1%	1%
	300	50%		5%		貯留・モニタリ ングコストに対する 低減見込	9%～19%	8%～17%	8%～14%	7%～13%
圧入中モニタリ ング	50	25%	10～50%	3%～13%						
	100	21%		2%～11%						
	200	16%		2%～8%						
	300	13%		1%～7%						
事前探査	50	16%	10%	2%						
	100	12%		1%						
	200	8%		1%						
	300	7%		1%						

任意に設定した低減率の目安を「掘削費 10%」、「圧入中モニタリング 50%」、「事前探査 10%」とした場合の試算結果を次の棒グラフに示す。同じ規模の設備との比較では、それ

ぞれ 12%～17%程度の低減見込となった。また、CO₂貯留・モニタリングコストは、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にした場合、低減率の目安を達成すること及びスケールメリットにより、300 万 tCO₂/年では約 46%程度となった。

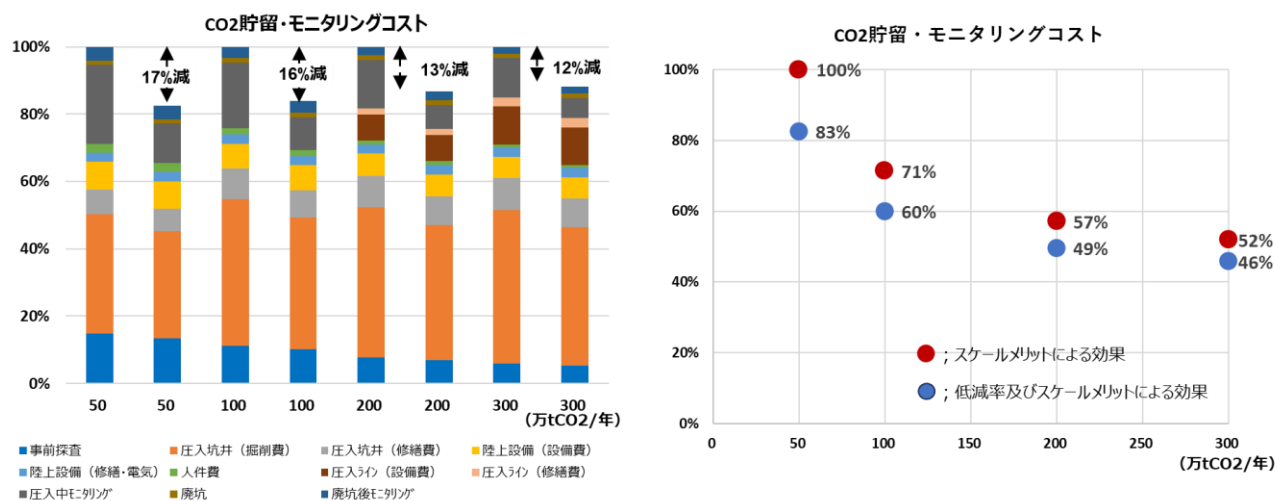


図 2.6.-4 CO₂地中貯留・モニタリングコスト低減見込（陸上リグ）

② 固定式プラットフォーム（ジャッキアップリグ）

表 2.6.-1 に示している低減率の目安を達成した場合のコスト低減見込を試算した。CO₂貯留・モニタリングコストは、5%～11%程度のコスト低減見込となった。

表 2.6.-3 CO₂地中貯留・モニタリングコスト低減見込（ジャッキアップリグ）

項目	CO ₂ 回収量 (万tCO ₂ /年)	全体に占める 割合	低減率 (目安)	低減見込
掘削費	50	32%	10%	3%
	100	39%		4%
	200	36%		4%
	300	35%		4%
圧入中モニタリ ング	50	13%	10～50%	1%～7%
	100	11%		1%～6%
	200	7%		1%～4%
	300	6%		1%～3%
事前探査	50	14%	10%	1%
	100	10%		1%
	200	6%		1%
	300	4%		0%

項目	CO ₂ 回収量（万tCO ₂ /年）			
	50	100	200	300
掘削費	3%	4%	4%	4%
圧入中モニタリ ング	1%～7%	1%～6%	1%～4%	1%～3%
事前探査	1%	1%	1%	0%
貯留・モニタリ ングコストに対する 低減見込	5%～11%	6%～11%	6%～9%	5%～7%

任意に設定した低減率の目安を「掘削費 10%」、「圧入中モニタリング 50%」、「事前探査 10%」とした場合の試算結果を次の棒グラフに示す。同じ規模の設備との比較では、それぞれ 8%～13%程度の低減見込となった。また、CO₂貯留・モニタリングコストは、50 万 tCO₂/年を基準（100%）にした場合、低減率の目安を達成すること及びスケールメリットにより、300 万 tCO₂/年では約 55%程度となった。

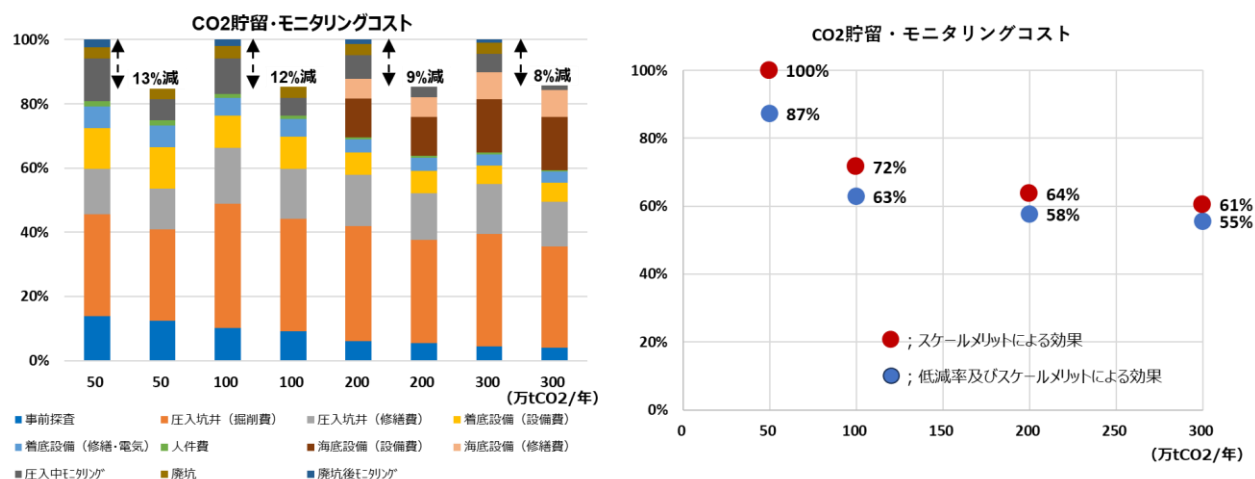


図 2.6.-5 CO₂ 地中貯留・モニタリングコスト低減見込（ジャッキアップリグ）

④ 浮体式プラットフォーム（セミサブリグ）

表 2.6.-1 に示している低減率の目安を達成した場合のコスト低減見込を試算した。CO₂ 貯留・モニタリングコストは、5%～8%程度のコスト低減見込となった。

表 2.6.-4 CO₂ 地中貯留・モニタリングコスト低減見込（セミサブリグ）

項目	CO ₂ 回収量 (万tCO ₂ /年)	全体に占める 割合	低減率 (目安)	低減見込
掘削費	50	26%	10%	3%
	100	33%		3%
	200	35%		4%
	300	37%		4%
圧入中モニタリ ング	50	7%	10～50%	1%～4%
	100	6%		1%～3%
	200	4%		0%～2%
	300	4%		0%～2%
事前探査	50	10%	10%	1%
	100	7%		1%
	200	5%		1%
	300	4%		0%

項目	CO ₂ 回収量 (万tCO ₂ /年)			
	50	100	200	300
掘削費	3%	3%	4%	4%
圧入中モニタリ ング	1%～4%	1%～3%	0%～2%	0%～2%
事前探査	1%	1%	1%	0%
貯留・モニタリ ングコストに対する 低減見込	5%～8%	5%～7%	5%～7%	4%～6%

任意に設定した低減率の目安を「掘削費 10%」、「圧入中モニタリング 50%」、「事前探査 10%」とした場合の試算結果を次の棒グラフに示す。同じ規模の設備との比較では、それぞれ 8%程度の低減見込となった。また、CO₂ 貯留・モニタリングコストは、50 万 tCO₂/年を基準(100%)にした場合、低減率の目安を達成すること及びスケールメリットにより、300 万 tCO₂/年では約 44%程度となった。

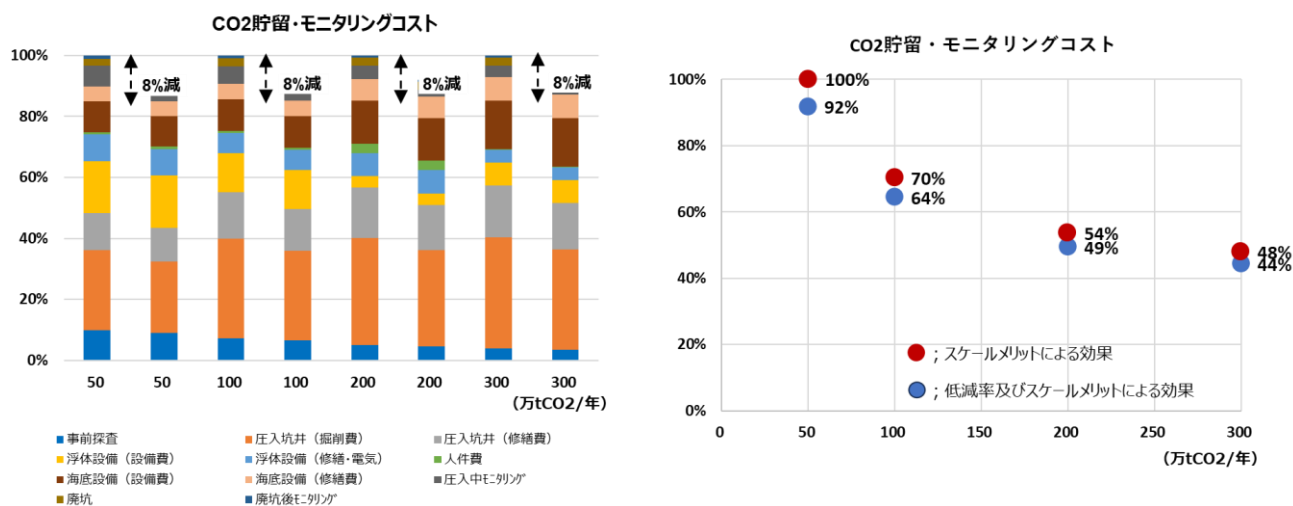


図 2.6.-6 CO₂地中貯留・モニタリングコスト低減見込（セミサブグリッド）

2.7 産業分野別の課題整理

ICSC（International Centre for Sustainable Carbon）のレポート⁶⁾によると CCS 導入における障壁には、市場やビジネスに関連するものや技術的障壁、政治・政策面での障壁、社会的な障壁があり、ビジネスモデルが未発達であることが投資家の信頼を低下させているとされている。つまり、これらの障壁を下げる施策（ビジネスモデル、収益メカニズム、政策支援等）が無ければ事業者は CCS 事業の予見性が立てられず、大規模な投資判断ができない。

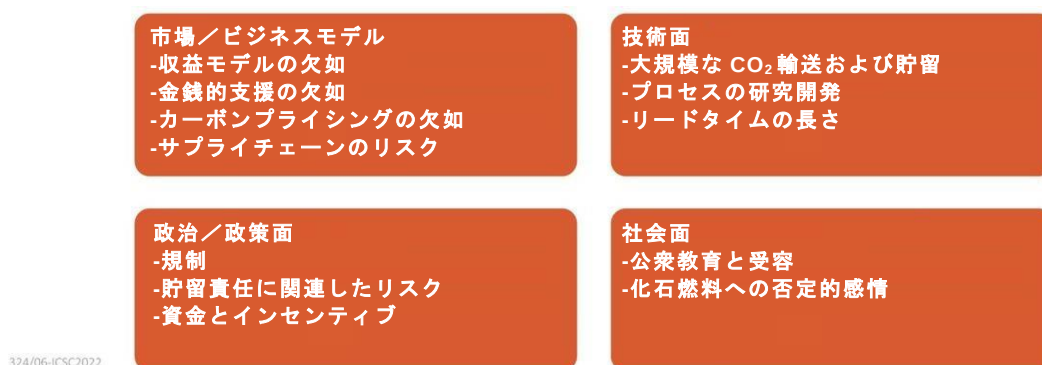


図 2.7.-1 CCS の障壁の種類

出典) Business models and incentives for CCUS, 2022⁶⁾より RITE 作成

本節では、CCS コストが産業部門や発電部門に対し、どの程度の影響があるのかを整理するとともに、CCS に関心を持つ事業者を中心に CCS 導入に関する課題や今後議論すべき論点等について、ヒアリング調査を実施した結果を整理した。

2.7.1 CCS コストの素材産業への影響

産業分野別の共通的な課題としては、温暖化対策として実施する CCS に対し収益メカニズムが構築されていないことが挙げられる。特に、単位生産量あたりの CO₂ 排出量が多

い産業分野では、CCS のための追加コストが膨大になることが容易に推察できる。例えば、セメント製造では 1kg のセメントを生産するため約 800g の CO₂ が排出される⁷⁾。同様に、鉄鋼の場合は、1 トンの粗鋼生産量に対し、約 1.8 トンの CO₂ が排出される⁸⁾。仮に CCS に要するコストをそれぞれ 1 万円/tCO₂ とすると、セメント製造コストは 1 トンあたり約 8,000 円の上昇となり、粗鋼生産コストは 1 トンあたり約 18,000 円の上昇となる。このように CCS コストが製品コストの増分にどの程度影響を与えるのか、セメント産業および鉄鋼産業を例に整理した（表 2.7.-1）。

セメント産業は、鉄鋼産業に比べ単位生産量あたりの CO₂ 排出量は半分程度であるが、セメント価格が 15,000 円程度^{※2}と厚板価格 142,000 円^{※4}の 1/10 程度ため CCS を導入することによる既存製品コストの増分の影響は、より大きくなることがわかる。また、セメント産業に 20,000 円/tCO₂ で CCS を導入した場合、その増分コストはセメント 1 トンあたり 16,000 円となりセメント価格は 31,000 円と現行価格の 2 倍程度になる。同様に鉄鋼産業に 20,000 円/tCO₂ で CCS を導入した場合、その増分コストは 1 トンの粗鋼生産量に対し、36,000 円となり厚板価格は 178,000 円と現行価格の 25%上昇となった。

全ての産業の基盤となる素材産業において、このような製品コストの上昇は容易に受け入れられるものではなく、価格転嫁も困難である。これら素材産業に CCS を導入するためには、CCS コストを下げる技術開発とともに増分コストを事業者が回収できる制度が必要となる。

表 2.7.-1 CCS コストが製品コストに与える影響

項目	CO ₂ 排出源単位(a) (単位生産量あたり)	CCSコスト @ 10,000 円 /tCO ₂ の場合の増分	増加率 %	CCSコスト @ 20,000 円 /tCO ₂ の場合の増分	増加率 %
セメント	(a)0.8t/セメントt ^{※1}	(e)8,000 円/t (a) × 10,000	—	(i)16,000 円/t (a) × 20,000	—
価格	(b)15,000 円/t ^{※2} (普通ポルトランドセメント)	(f)23,000 円/t (b) + (e)	153% (f)/(b)	(j)31,000 円/t (b) + (i)	207% (j)/(b)
鉄鋼	(c)1.8t/粗鋼t ^{※3}	(g)18,000 円/t (c) × 10,000	—	(k)36,000 円/t (c) × 20,000	—
価格	(d)142,000 円/t ^{※4} (厚板 16～25 × (5 × 10))	(h)160,000 円 (d) + (g)	113% (h)/(d)	(l)178,000 円/t (d) + (k)	125% (l)/(d)

※ 1: 一般社団法人セメント協会、セメントの LCI データの概要(2023 年 2 月 16 日)、https://www.jcassoc.or.jp/cement/4pdf/jg1i_01.pdf

※ 2: 国土交通省、第 3 回道路における建設資材調達に関するあり方検討委員会(R2 年 6 月)、配布資料「道路に係る建設資材関係資料・データ」、<https://www.mlit.go.jp/road/ir/ir-council/douroshizai/pdf03/10.pdf>、および、一般財団法人建設物価調査会、建設資材物価指数セメント(全国)、<https://www.kensetu-bukkai.or.jp/indexgraph/shizai.html?city=1&type=27&year=2010>、より RITE にて推定。

※ 3: 一般社団法人日本鉄鋼連盟、地球温暖化対策への取組状況について カーボンニュートラル行動計画(低炭素社会実行計画)報告(2022 年 3 月)、https://www.jisf.or.jp/news/topics/documents/tikyuondan_kataisaku_torikumijoukyou_20220304.pdf、より RITE にて推定。

※ 4: 鉄鋼新聞、鋼材・アルミ等非鉄金属、鉄スクラップの最新市場価格、<https://www.japanmetaldaily.com/1ist/market/details>、2024 年 2 月確認

2.7.2 CCSコストの電力部門への影響

本節では CCS コストによる電力部門への影響を整理する。国内の CO₂ 排出量の内、電力部門からの排出は 4 割程度を占めており、2050 年カーボンニュートラルに向けては脱炭素化・低炭素化された電源が必要となる。ここでは石炭火力発電（石炭火力）および天然ガスコンバインドサイクル発電（NGCC）を例に整理した（表 2.7-2）。

石炭火力および NGCC の CO₂ 排出係数は、電力中央研究所のレポート⁹⁾からそれぞれ引用した。石炭火力の CO₂ 排出係数は 864gCO₂/kWh であり、NGCC の排出係数 376 gCO₂/kWh の 2.3 倍程度である。CCS に要するコストが同じ場合、石炭火力の方が単位 kWh あたりの CO₂ 排出量が多いため、CCS を導入することによる発電コストの増分は NGCC より大きくなる。それぞれの影響を定量的に確認するため、基準となる発電コスト（CCS を導入しない場合の発電コスト）を試算した。試算にあたっては、発電コスト検証ワーキンググループの諸元¹⁰⁾を参考にし、さらに財務省貿易統計¹¹⁾の 2023 年上期の石炭および天然ガスの価格を引用した。試算の結果、石炭火力は 14.2 円/kWh、NGCC は 14.0 円/kWh となった。これらの結果を用いて表 2.7-2 に示すとおり整理した。20,000 円/tCO₂ で CCS を導入した場合、その増分コストは石炭火力では 1kWh あたり 17.28 円となり、発電コストは 31.48 円/kWh と現行コストの 2.2 倍になることがわかった。また、同様に NGCC では、その増分コストは 7.52 円/kWh となり発電コストは 21.52 円/kWh と現行コストの 54%上昇となった。前述の素材産業と同様に電力部門へ CCS を導入するためには、CCS による増分コストを事業者が回収できる制度が必要となる。

表 2.7.-2 CCS コストが発電コストに与える影響

項目	CO ₂ 排出源単位(a) (単位生産量あたり)	CCSコスト @ 10,000 円 /tCO ₂ の場合の増分	増加率 %	CCSコスト @ 20,000 円 /tCO ₂ の場合の増分	増加率 %
石炭火力	(a)864gCO ₂ /kWh ^{※1}	(e)8.64 円/kWh (a) × 10,000	—	(i)17.28 円/kWh (a) × 20,000	—
発電コスト	(b)14.2 円/kWh ^{※2}	(f)22.84 円/kWh (b) + (e)	161% (f)/(b)	(j)31.48 円/kWh (b) + (i)	222% (j)/(b)
NGCC	(c)376gCO ₂ /kWh ^{※1}	(g)3.76 円/kWh (c) × 10,000	—	(k)7.52 円/kWh (c) × 20,000	—
発電コスト	(d)14.0 円/kWh ^{※2}	(h)17.76 円/kWh (d) + (g)	127% (h)/(d)	(l)21.52 円/kWh (d) + (k)	154% (l)/(d)

※ 1: 一般財団法人電力中央研究所, 日本における発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量総合評価(平成 28 年 7 月), <https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y06>

※ 2: 発電コスト検証ワーキンググループ, 各電源の諸元一覧(令和 3 年 9 月)を基に、石炭価格・LNG 価格は財務省貿易統計の 2023 年上期の値を引用し、RITE にて試算。

2.7.3 産業分野別の課題抽出のための事業者ヒアリング

CCS 事業に関心を持つ大規模 CO₂ 排出事業者、輸送および貯留に係る事業者、コントラクター等に対し、事業の予見性および社会受容性の向上の観点から、それぞれの課題や今後議論すべき論点について、ヒアリング調査を実施した。

事業の予見性の観点では、(1)貯留地点確保／開発、(2)資金調達／補助金／収益メカニズム、(3)責任のあり方／実施体制、(4)リソースの確保／平準化に分け整理した。また、社会受容性の観点では、(1)脱炭素技術としての CCS の認知度向上／地域経済への効果、(2)その他（既存法との調査等）、について整理した。

今回のヒアリング結果について、テキストマイニングの手法（ヒアリング結果から単語を抽出し整理）で全体感の把握を行った。その結果、全体（排出事業者と排出事業者以外（輸送、貯留、コントラクター等））では「CCS」、「コスト」、「事業」、「調査」、「試算」の順で単語が出ていたことがわかった。CCS に関心を持つ事業者に対するヒアリングのため「CCS」が最も多くでることは容易に推察できるが、やはり「コスト」への関心が高いことが改めて確認できた。また、「調査」や「試算」にも関心が高いことがわかり、2030 年 CCS 操業開始に向けた貯留地点の調査への関心や CCS 事業の投資決定判断のための CCS コスト試算への関心の高さが伺える結果となった。なお、排出事業者と排出事業者以外で区分すると排出業者は「CCS」、「事業」、「支援」、「課題」、「技術」の順になっており、排出事業者以外では「コスト」、「CCS」、「試算」、「調査」、「貯留」の順になっていることがわかった。これらの状況について、以下のとおり推察した。

表 2.7.-3 テキストマイニングによる抽出結果

順位	全体	排出事業者	排出事業者以外 （輸送・貯留・ コントラクター等）
1	CCS	CCS	コスト
2	コスト	事業	CCS
3	事業	支援	試算
4	調査	課題	調査
5	試算	技術	貯留

- 排出事業者は、CCS 導入には様々な課題があり、導入するためには支援が必要と捉えている。また、できるだけ早期に CCS を実装するためには、支援策による課題解決とコスト低減のための技術開発が重要であると認識していると推察される。
- 排出事業者以外では、輸送や貯留の費用回収（適切なコスト負担のあり方）や廃坑後の管理期間等を含め長期間の事業が想定されるため「コスト」、「試算」への関心が最も高くなったのではないかと推察される。また、次いで「調査」、「貯留」となっている点は、2030 年 CCS 操業開始に向け、貯留地点開発を急いでいる状況と 2050 年の億トン規模での CCS 導入に向け貯留地点開発を計画的に進めることが重要であると認識していると推察できる。

なお、以上の結果は、今回ヒアリングを実施した事業者からの意見を集約・整理したものであり、必ずしも全ての事業者の関心事を示すものではない点に留意が必要である。

2.7.3.1 事業者へのヒアリング結果概要

事業者へのヒアリング結果「事業の予見性の観点からの課題と論点（案）」および「社会受容性の観点からの課題と論点（案）」の概要について、以下のとおり整理した。

表 2.7.-4 事業者へのヒアリング結果概要

事業の予見性の観点からの課題と論点（案）		
項目	課題	論点（案）
(1)貯留地点確保／開発	・ 貯留地点開発のインセンティブ ・ 貯留地点調査の加速・情報共有 ・ 貯留ポテンシャル評価基準の統一化 ・ 試掘支援 ・ 海外企業等への地下情報提供 ・ 土地利用等での国の積極的な関与	・ 天然ガス開発を参考とした貯留地点開発を含むビジネスモデル検討 ・ 貯留地点調査・開発スケジュール検討 ・ 貯留ポテンシャル評価基準検討 ・ 国の関与の在り方検討
(2)資金調達／支援／収益メカニズム	・ CCSのステージに応じた支援。特に黎明期には十分な支援が必要（資金調達の政府保証、CAPEX、OPEX支援等） ・ 売り上げ減少も考慮した OPEX 支援 ・ 様々な事業リスクに備えるための収益率を確保したCCSビジネスモデル ・ 事業継続を見通すための情報（CCS導入スケジュール、支援策（規模・期間）の見通し等）が必要 ・ CCS 事業そのもので資金が回るような仕組みが必要	・ CCS 行動計画（CCS 開発スケジュール・導入量）の検討 ・ CCS 行動計画とリンクした支援制度の導入の検討 ・ CCS 事業のステージに応じた支援策の検討 ・ 海外事例を参考とした日本の CCS ビジネスモデル検討 ・ 米国カリフォルニア州 LCFS、海外カーボン・クレジット制度等を参考とした収益メカニズムの検討
(3)責任のあり方	・ バリューチェーンリスクの取り決めがない ・ 責任範囲や責任分担は、最終投資決定判断の前に決めておく必要がある ・ CO2 の規格の統一化は全体最適の観点からも重要	・ CCS バリューチェーンにおける責任範囲の明確化 ・ CCS バリューチェーン間の契約ひな型の検討・共有 ・ CO2 仕様の検討
(4)リソースの確保／実施体制／平準化	・ 事業者が CCS に係る設備投資や人材育成を行うには国のグランドデザインが必要。 ・ CCSに関する人材不足 ・ コントラクター、圧力タンク、圧縮機等の供給体制 ・ 海外に依存しているリグを国内に持つてくる。またサービスコントラクターも育成する ・ 国内は排出源の数に比べ、貯留を担う事業者が少ない。貯留事業に関する共同体制の検討が必要 ・ CCS 導入時期が重なると需要と供給のバランスから、単に高コストになるだけでなく、資材、人材の調達にも影響があり、全体的に導入時期が遅延する懸念がある	・ CCS 行動計画に基づく、実施体制の全体最適化の検討 ・ CCS 行動計画に基づく、人材育成計画の検討 ・ CCS サプライチェーンの支援（強化・維持すべき技術への支援） ・ リグの国内拠点化、リグの共同保有・運用 ・ 探査・分析機関の機能強化 ・ CCS 行動計画に基づく、CCS プロジェクトの導入スケジュールの平準化検討

社会受容性の観点からの課題と論点(案)		
項目	課題	論点(案)
(1)脱炭素技術としての CCS の認知度向上／地域経済への効果	- 社会受容性は最も重要。CCS 実施の意義や CCS の技術の本質、安全性、安全性を確保するための方策等に関する情報の周知が重要 - 国が前面に立った支援が必要。また広報と渉外は区別するべき。このあたり広報戦略をきちんと練る必要がある。 - 脱炭素技術として CCS を導入した際の製品コスト上昇(価格転嫁)に関しての消費者の理解促進も重要 - CCS を受け入れる地域のメリット(経済的、その他)が不明確	- 産学官が一体となった広報戦略の検討 - CCS 導入地域における経済波及効果(地域産業への貢献)の検討 - CCS 導入地域への経済的支援施策の検討(貯留した CO2 量に応じた経済支援等) - 自治体の CO2 削減に貢献できるような制度の検討
(2)既存法との調整	- 環境アセスメント法との調整(分離回収設備等) - 高圧ガス保安法との調整(液化設備等) - 工場立地法との調整(工場内緑地等) - 省エネ法での CCS 火力の扱い(発電効率) - 鉱山保安法等との調整(技術職員の資格、機械装置等) - 海洋汚染防止法との調整(申請書類等)	既存法との調整(他省庁との連携を踏まえた検討が必要)
(3)その他	- 全体最適化を検討するためには、貯留地点がどこにあるのか、また将来に亘って受入可能な貯留量がある程度決めることが必要 - 先進的 CCS での知見を共有した上で、将来に向けての CCS 事業の進め方としては、輸送と貯留の事業者を選定し、貯留規模に応じて排出事業者を集める方法が効率的ではないか - 情報及び知見の共有が重要。先行プロジェクトで得られた知識・知見を如何に共有化し、今後の CCS 事業に活用できるかが重要 - 国内には CCS へ貢献できる企業が多く存在しており、CCS に関する技術を早期に完成させ、海外市場を確保する仕組みを作ることが重要	- 将来の CCS 事業の進め方の検討(全体最適化の検討) - 海外市場確保のための取組み等の検討

また、「事業の予見性の観点からの課題と論点(案)」および「社会受容性の観点からの課題と論点(案)」の詳細は、次節以降に示す。

2.7.3.2 事業の予見性の観点からの課題と論点

(1) 貯留地点確保／開発

① 課題

- 貯留地点開発を促進するためには天然ガス開発が参考となる。上流で地下の評価、貯留ポテンシャルがわかれば投資回収のためのバイヤーを探し、FID というような流れ

(稼げるモデルが必要)。開発する事業者が貯留ポテンシャルに応じた支援やコストを回収できる仕組みが必要。

- 貯留地点確保を促進するには貯留地点に関する情報が必要。そのため貯留地点調査を加速し、得られた情報から有望地点の特定と貯留ポテンシャル評価を行うと共に CCS 事業の判断に必要な地下性状等の情報共有が重要。
- 貯留ポテンシャル算定について統一した基準がない。油ガス開発同様、評価基準をある程度決めるべき。石油埋蔵量については国際的な基準 (PRMS) がある。CCS でも今後、銀行等からの融資や保険に入る場合、貯留ポテンシャルが重要な意味を持つ。RMS のアナロジーに従い SRMS の検討が必要。
- 海外においては、米国 (NATCARB/ATLAS)、英国 (CO₂ stored) 等で、CCS に関する地下情報を公開している。一方、貯留ポテンシャルは、今後、資産になると考えられるため (石油の埋蔵量と同じような意味を持つ)、どこまで公に開示できるのかは検討が必要。
- 試掘は JOGMEC の支援を受けて実施することになるが、毎回試掘がうまくいくわけではなく、支援に上限があると、事業者にとってはオーバーコストになるリスクが高い。事業予見性の課題となっている。
- 基礎試錐等の国が取得したデータは安全保障上の観点から海外企業へ提供することができない。またリグクルーについても国籍の制約がある (カボタージュ制度)。
- 貯留地点において、土地や海域の利用状況によってはステークホルダーが多岐にわたると思われるため、洋上風力のような国の支援が必要。
- 海域の探査や掘削の際には海底ケーブル事業者等との調整が必要。洋上風力では経済産業省と総務省で事前に調整を行っている。CCS も同様の対応が望ましい。
- 農地や防風林についても利用の規制がある。CCS のための地点調査等では緩和できるように経済産業省と関係省庁での調整を期待する。

② 今後検討すべき論点 (案)

- 天然ガス開発を参考とした貯留ビジネスモデルの検討 (地点開発含む)
- 貯留地点調査および開発スケジュールの検討
- 貯留地点調査の加速／排出源と貯留地点のマッチング (ハブ&クラスター)
- 貯留ポテンシャル評価基準の検討
- 国内貯留層データベース構築 (CCS 事業を検討する事業者の利用)
- 貯留地点調査および開発に関わる国の関与のあり方検討 (住民・自治体への説明、省庁間の連携・調整等)

(2) 資金調達／支援／収益メカニズム

① 課題

- CCS 事業のステージに応じた支援制度が必要。特に黎明期は事業の予見性が立たないことから、CAPEX のみならず OPEX についても十分な支援が必要。
- 発電所のレトロフィットの場合、CCS の追加コストだけでなく、CO₂ 再生のための抽気や所内電力の使用量が増えることにより、送電電力量の減少が見込まれる (売り上

げ減)。

- 様々な事業リスクに備えるための収益率を考慮した CCS ビジネスモデルが必要。海外における CCS ビジネスモデルでは、内部収益率を 10%~12%程度で検討しており、また、CO₂削減を実施した事業者に対しては、クレジットによる支援制度が導入されている。
- 将来的には、CCS 事業そのもので資金が回るような仕組みが必要。
- 先進的 CCS において 2030 年の導入は示されたが、2031 年以降の導入スケジュールは未定である。継続して CCS を導入していくためには、事業継続を見通すための情報 (CCS 導入スケジュール、支援策 (規模・期間) 等) が必要となる。

② 今後検討すべき論点 (案)

- CCS 行動計画において将来に向けた CCS 開発スケジュール・導入量の検討および CCS 行動計画とリンクした支援制度の導入の検討
- CCS 事業のステージに応じた資金調達の政府保証、CAPEX・OPEX 支援等。特に、CCS の黎明期では、事業継続のための OPEX 支援が重要。CCS を導入することによって生じる売り上げ減少の補填も含めた支援策の検討。
- 海外事例を参考とした日本の CCS ビジネスモデル検討
- 米国カリフォルニア州 LCFS、海外カーボン・クレジット制度等を参考とした収益メカニズムの検討

(3) 責任のあり方

① 課題

- バリューチェーンリスクについて何ら取り決めがない。貯留側の影響で圧入できない場合、排出事業者へペナルティを払うのか逆に排出事業者側の影響で、CO₂が貯留地点にこないリスクもある。
- 責任範囲や責任分担については、最終投資決定判断の前に決めておく必要がある。事業者は、一定程度のリスクを負うのであれば、それに見合った利益を得る仕組みが必要。事業に関係する者全員が納得済みとならなければ、投資判断はできる状況にはならない。
- CO₂の規格の統一化は全体最適の観点からも重要。特に船舶輸送では輸送する CO₂の仕様が異なれば荒天時や事故時に他の貯留地点へ輸送する等の柔軟な対応が難しくなる。

② 今後検討すべき論点 (案)

- CCS バリューチェーンにおける責任範囲の明確化
- CCS バリューチェーンにおける契約ひな型の検討・共有
- CO₂仕様の検討

(4) リソースの確保／実施体制／平準化

① 課題

- 事業者が CCS に係る設備投資や人材育成を行うには、国のグランドデザインがない

と、事業の予見性が立てられない。

- CCS に関する人材不足（教育段階からの人材育成が必要）。リグ操作等の特殊な器具や設備に関し、技術職員の資格の取り扱いを検討する必要がある。また船員についても一定期間の実務研修が必要となっている。
 - 国内では、海底設備の導入実績がなく、そのため鉦山法にも関連規程がない。
 - 海外でも CCS に注目する中、今後、コントラクター、圧力タンク、圧縮機等の確保が困難になると考えられる。
 - 掘削コスト低減のためには、海外に依存しているリグを国内に持ってくる。またサービスクontraクターも育成する。リグを保有できれば計画的に運用できコスト低減につながる。
 - 国内は排出量の規模（排出源の数）に比べ、貯留を担う事業者が少ない。貯留事業に関する共同体制の検討が必要。
 - 国内にコア分析、評価機関はあるが、現在の規模のままでは今後の CCS 導入規模に対応できない状況。
 - 洋上工事関係（ヘリコプターで資材・人員を運ぶ等）を担える企業が少ない。
 - CCS 導入時期が重なると需要と供給のバランスから、単に高コストになるだけでなく、資材、人材の調達にも影響があり、全体的に導入時期が遅延する懸念がある。コントラクター間での共同体制の検討も必要。
 - 将来の CCS 事業の観点からすると輸送と貯留はある程度集約された事業体となる可能性がある。将来的には内航船については、排出事業者が個別に手配するのではなく、輸送事業者が手配するような形が合理的と考えられる。
 - 船舶輸送について「低温低圧」「中温中圧」のどちらかに統一し、非効率なリソース分散を避ける必要がある。国の主導が必要。
- ※ CO₂ 輸送ではノルウェーは「中温中圧」で実証を進めている。国内では、NEDO の事業において大量輸送によるコスト低減が期待できる「低温低圧」で実証を進めている。仕様を統一した方がより効率的ではないか。

② 今後検討すべき論点（案）

- CCS 行動計画（CCS 開発スケジュール・導入量）の検討
 - ✓ 将来に向けた CCS プロジェクトの導入スケジュールの平準化検討（ハブ&クラスター、拡大性、経済性等）
- CCS 行動計画に基づく、実施体制の全体最適化の検討（ハブ&クラスターにおける実施体制の検討）
 - ✓ コントラクター間の共同体制の検討／資材の共同調達
 - ✓ 貯留事業の共同運用（地点開発）・知見の共有
 - ✓ リグの国内拠点化、リグの共同保有・運用
- CCS 行動計画に基づく、人材育成計画（産学連携による人材育成、海外への依存度が高い分野における人材育成）
- CCS サプライチェーンの支援（強化・維持すべき技術への支援）
- 探査・分析機関の機能強化のための支援（人材育成含む）

- 輸送方式（「低温低圧」、「中温中圧」、「常温高圧」）の検討

2.7.3.3 社会受容性の観点からの課題と論点

(1) 脱炭素技術としての CCS の認知度向上／地域経済への効果

① 課題

- 社会受容性については最も重要である。技術的、資金的にクリアしても社会受容性によって延期となった事例が海外にある。CCS 実施の意義や CCS の技術の本質、安全性、安全性を確保するための方策等に関する情報の周知が重要
- 国が前面に立った支援が必要。また広報と渉外は区別すべき。このあたり広報戦略をきちんと練る必要がある。
- 脱炭素技術として CCS を導入した際の製品コスト上昇（価格転嫁）に関しての消費者の理解促進も重要
- CCS を受け入れる地元のメリット（経済的、その他）が不明確

② 今後検討すべき論点（案）

- 広報戦略の検討（産学官が一体となった広報）
- 国が前面に立った全国でのアウトリーチ活動の実施
- CCS 導入地域における経済波及効果（地域産業への貢献）の検討
- CCS 導入地域への経済的支援施策の検討（貯留した CO₂ 量に応じた経済支援等）
- 自治体の CO₂ 削減に貢献できるような制度の検討

(2) 既存法との調整

① 課題

- 電気事業法では環境アセスを受けることが定められている。分離・回収設備も環境アセスの範囲の仕様で設置する必要があるため後々拡張することが難しい。
- 環境アセス上、CO₂ 分離回収装置に入った排ガス（CO₂ を回収した残りの排ガス）をそのまま再生塔から排出することはできず、発電所の煙突に戻してから排出しなければならない。CO₂ を回収した後の排ガスは温度が下がっているため煙突に戻すには再加熱する必要があるがこの加熱はコストになっている。
- 工場立地法の太陽光パネルは緑地と認められている。CO₂ 回収設備にも同様の配慮が必要ではないか。
- 省エネ法において、水素・アンモニア混焼による発電では発電効率の算出においてこれら混焼分を分母から除外できるため熱効率の低下分は免除されている。CCS においても同じように CO₂ 削減に寄与する技術のため発電効率の算出において配慮が必要ではないか（所内電力の増加や再生エネルギーのため発電電力量が減り発電効率が下がってしまう）。
- 液化設備について、海外では 1 トレイン年間 100～200 万 t と大型化が進んでいるが、国内は高圧ガス保安法のため大型化への障壁があり、現状は複数トレインとしなければならない。海外技術を導入できるよう規制緩和の検討が必要。
- CO₂ パイプライン用のガイドラインが必要。

- 掘削事業者の監督について、鉱山保安技術職員の資格は、現在新規取得は無い状態。CCS の場合はどうするのか至近の課題と考える。
- 機械装置についても鉱山用（鉱山保安法の規定）がそのまま使えない場合が懸念される（CCS 事業法では労働安全衛生法／クレーン等安全則（厚労省所管）で規定されるように見受けられる）。
- 海洋汚染防止法と同じように申請書を出すことになると 1 年前から準備しないといけない。どのような内容になるのか前広に情報がないと対応が遅れる懸念がある。

② 今後検討すべき論点（案）

- 既存法との調整（他省庁との連携を踏まえた検討が必要）

(3) その他

① 課題

- 全体最適化の検討が必要。CCS コストを低減するには、全体最適化を図る必要があるが、その検討には様々なパラメータがあるため容易ではない。
- 全体最適化を図るためには、貯留地点がどこにあるのか、また将来に亘って受入可能な貯留量がある程度決めることが必要で、これらが決まらないと輸送及び排出源を含めた全体最適化の検討は困難である。
- 先進的 CCS での知見を共有した上で、将来に向けての CCS 事業の進め方としては、ノルウェーや英国のように輸送と貯留の事業者を選定し、その規模に応じた排出事業者を集める方法が効率的ではないか。
- 情報及び知見の共有が重要。2050 年にカーボンニュートラルを達成するためには、一定規模の CCS 導入が必要となる。また、早期に実現するためには、先行プロジェクトで得られた知識・知見を如何に共有化し、今後の CCS 事業に活用できるかが重要。
- CCS の取組み方について、国内には CCS へ貢献できる企業が多く存在しており、CCS に関する技術を早期に完成させ、海外市場を確保する仕組みを作ることが重要。海外市場を確保するため、今は、技術・ノウハウ構築を行う時期と捉え、取組むことが重要ではないか。

② 今後検討すべき論点（案）

- 将来の CCS 事業の進め方の検討（全体最適化の検討）
- 海外市場確保のための取組み等の検討

2.8 まとめ

本節では 2 章のまとめとして、「コスト低減のための技術開発方針（案）」および「産業分野別の課題抽出のための事業者ヒアリング」の結果について整理した。

なお、2.3 節～2.6 節で示している CCS の各要素（分離回収、輸送、貯留・モニタリング）のコスト構造は設定する条件（操業年数、割引率、燃料代、電気代等）によって、その構成割合は変わってくる。そのため、今回のコスト構造は 2.2 節で示す条件の下の結果であることに留意が必要である。

(1) コスト低減のための技術開発方針

各要素のコスト構造からコスト低減のための技術開発方針を検討した。分離回収、輸送においては、総じて OPEX（電気代や燃料代）が比較的高いことから、これらのコスト低減を指向する技術開発が有効と考えられる。一方、貯留では CAPEX（掘削費、プラットフォーム）および OPEX（モニタリング）の割合が比較的高いことから、掘削に関するコスト低減策やモニタリングの方法や頻度の適正化の検討が重要である。

分離回収では、既に再生エネルギー低減に向け、様々な分離回収技術の研究開発が進められている。2030 年にこれらの技術の開発目標が達成されることで、2030 年以降に詳細設計する分離回収設備では、現行コストからのコスト低減が期待できる。

輸送については、パイプライン輸送では昇圧のための電気代が、液化 CO₂ 船舶輸送では液化のための電気代がそれぞれコスト高の要因となっている。電気代そのものを下げることとはなかなか難しいため、それぞれ省エネタイプの設備開発が有効と考えられる。また、周辺環境を含めた廃熱および冷熱利用も有効な方法と考えられる。

特に圧縮機では、国内に有望な企業が多くある。国内外での CCS プロジェクト等で積極的に実績を積むことができれば、圧縮機のコスト低減に向けた技術向上の機会を得ることができ、国内産業の競争力強化に繋がると考えられる。

またパイプライン輸送では、海外において、高圧輸送（10MPa 以上）の実績が多く、大規模化輸送に貢献している（カナダ ACTL プロジェクトでは、1,400 万 tCO₂/年規模のパイプライン輸送を実施）。国内においても安全性を確認の上、高圧輸送を導入することでパイプライン敷設費用の低減が期待できる。

貯留では、掘削費の低減とモニタリングの適正化が重要。特に、掘削リグは海外に拠点があるため国内への傭船費（動員費、復員費含む）が高コストに繋がる。これまで国内に大きな市場（油ガス開発の市場）がなかったためこれらのリグおよびリグクルーは海外に拠点を持っている。CCS 事業拡大に伴う掘削リグの国内の拠点化等、技術開発以外の面でのコスト低減策も検討することが必要となる。

(2) 産業分野別の課題抽出

事業者ヒアリングの結果、共通して言えることは CCS 事業の黎明期においては、CAPEX および OPEX とも十分な支援が重要であるといった点である。また、事業の予見性の観点からは、貯留地点開発の促進、支援策の具体化、人材育成等のリソースの確保等の重要性が挙げられた。

次に社会受容性の観点からの課題では、統一した見解での広報戦略、貯留を受け入れる地域への経済への波及効果、また地元がメリットと感じる経済支援策の重要性が挙げられた。また既存法との調整では、環境負荷低減に寄与する CCS 技術について、太陽光発電、水素・アンモニア混焼と同等に配慮が必要との意見があった。

さらに、全体最適化の重要性、将来の海外市場確保を目指した取組の重要性等の意見があった。

第2章 参考文献

- 1) GCCSI, TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS, 2021年3月
- 2) 平成29年度 地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費（CCSの経済性評価事業）調査報告書
- 3) 平成20～24年度 革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト発電からCO₂貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー「全体システム評価」成果報告書
- 4) 三菱重工ホームページ（CO₂回収技術：CO₂回収プロセス），https://www.mhi.com/jp/products/engineering/co2plants_process.html，（2024年2月アクセス）
- 5) 経済産業省産業技術環境局 資源エネルギー庁，グリーンイノベーション基金事業「CO₂の分離回収等技術開発」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画，令和4年1月20日，<https://www.nedo.go.jp/content/100941489.pdf>，（2024年2月アクセス）
- 6) Business models and incentives for CCUS, 2022, <https://www.sustainable-carbon.org/report/business-models-and-incentives-for-ccus/>，（2024年2月アクセス）
- 7) 一般社団法人セメント協会，セメントのLCIデータの概要（2023年2月16日），https://www.jcassoc.or.jp/cement/4pdf/jg1i_01.pdf，（2024年2月アクセス）
- 8) 一般社団法人日本鉄鋼連盟，地球温暖化対策への取組状況について カーボンニュートラル行動計画（低炭素社会実行計画）報告（2022年3月），https://www.jisf.or.jp/news/topics/documents/tikyuondankataisaku_torikumijoukyou_20220304.pdf，（2024年2月アクセス）
- 9) 一般財団法人電力中央研究所，日本における発電技術のライフサイクルCO₂排出量総合評価（平成28年7月），<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y06>，（2024年2月アクセス）
- 10) 発電コスト検証ワーキンググループ，各電源の諸元一覧（令和3年9月），https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf，（2024年2月アクセス）
- 11) 財務省貿易統計，<https://www.customs.go.jp/toukei/info/>，（2024年2月アクセス）

3章 カーボン・クレジット制度調査

本章は、電力中央研究所にて調査整理した結果を基に RITE にて編集したものである。

3.1 はじめに

2023 年 3 月「CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ」¹⁾が公表され、2050 年時点で年間約 1.2 億～2.4 億トンの CO₂ 貯留を可能とすることを目安に、2030 年までの CCS 事業の開始に向けた事業環境（コスト低減、国民理解、海外 CCS 推進、CCS 事業法）の整備と、2030 年以降に本格的に CCS 事業を推進することが目標として示された。

CCS は、カーボンニュートラルの達成に不可欠とされる一方で、石油増進回収（EOR: Enhanced Oil Recovery）を除き CO₂ 貯留自体は経済的な価値を生み出さないため、経済性の向上が課題となっている。そのため、CCS 事業推進のための支援策の必要性が指摘されている¹⁾。

CCS 事業推進の支援策の一つとして、CCS による排出削減量をカーボン・クレジットとして取引する制度が、さまざまな国や地域で検討・導入されている²⁾。カーボン・クレジットの売却益によって CCS コストの軽減が期待される。

本章では、国内の CCS 事業推進に必要な支援策検討に資するために、現在、豪州やカナダのアルバータ州等において導入されている CCS に係る主要なカーボン・クレジット制度について、調査・整理を行うことである。また、調査結果を踏まえて、国内 CCS 事業のクレジット創出の課題を整理する。

3.2 カーボン・クレジット取引の概観

カーボン・クレジットは、CCS に係るもの以外にも存在する³⁾が、CCS との関連に関わらず基本的な考え方や仕組みは共通する部分が多い。そのため、カーボン・クレジット取引について概観することは、CCS に係るカーボン・クレジットの理解にも資すると考えられる。本章では、カーボン・クレジットについて概観する。

3.2.1 基本的な事項

カーボン・クレジットとは、プロジェクト実施者が測定・報告・検証（MRV: Measurement, Reporting and Verification）することによって認証機関から認証を受けることにより、プロジェクトによる温室効果ガス（GHG: Green House Gas）の排出削減量（あるいは除去量）を国・企業間において取引（売買）可能にするものである^{3) 4) 5)}。プロジェクトによる GHG の排出削減量（あるいは除去量）は、通常、プロジェクト実施者に計上されるが、クレジット化することで他者への売却も選択可能となる。他者への売却による利益が、プロジェクト実施のインセンティブとなることが期待される。

クレジット化される排出削減量（あるいは除去量）は、プロジェクト実施後の実際の排出量（あるいは除去量）とベースライン（プロジェクト未実施の場合）の見込排出量（あるいは除去量）の差分である（図 3.2.-1）。このことから、カーボン・クレジットは「ベースライン&クレジット」とも呼ばれる⁵⁾。

クレジット発行者から購入者にカーボン・クレジットが売却されると、クレジット購入者

は、購入した分の排出削減量をオフセットすることができる。一方、売却した削減量分の排出量がオンセットされるため、発行者自身の排出量は（クレジットをすべて売却した場合）プロジェクト前後で同量と計上される。

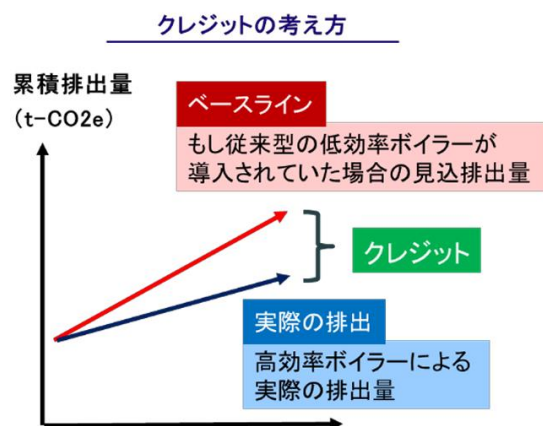


図 3.2.-1 カーボン・クレジットの考え方

出典：経済産業省（2022）³⁾の図 2 を一部編集して引用

なお、「ベースライン&クレジット」に類似したものとして「キャップ&トレード」がある³⁾⁶⁾。これは、各主体に対して許容される排出量の上限（排出枠（キャップ））が設定され、各主体の排出量と排出枠の差分を主体間で取引（トレード）するものである。「キャップ&トレード」の中には、制度によって排出枠を補完するものとして「ベースライン&クレジット」の利用を認めている例もある³⁾。

カーボン・クレジットは、実施されるプロジェクトによる GHG への寄与により分類される。プロジェクトの実施により実現する GHG への寄与は、一般に、排出削減・炭素除去・排出回避に分類される⁴⁾。排出削減は、現状の活動に由来する排出量を減少させること、炭素除去は、大気中の GHG を除去すること、排出回避は、GHG の大気中への放出をもたらす森林伐採などを回避すること、である。カーボン・クレジットは、これら実施されるプロジェクトの GHG への寄与に応じて、「排出削減クレジット」、「炭素除去クレジット」、「排出回避クレジット」に分類される⁴⁾。

CCS プロジェクトに関連して発行されるカーボン・クレジットは、排出削減クレジットと炭素除去クレジットに該当する。CCS プロジェクトに関連する排出削減クレジットは、火力発電所や産業設備における化石燃料消費に伴う排出 CO₂ を回収・貯留する場合が該当する。CCS プロジェクトに関連する炭素除去クレジットは、バイオマス燃料の生産・消費に伴う排出 CO₂ の回収・貯留（BECCS: BioEnergy with Carbon Capture and Storage）や、直接空気回収によって大気中の CO₂ を回収・貯留（DACCS: Direct Air Capture and Storage）する場合が該当する³⁾。

排出削減クレジットと炭素除去クレジットでは、ベースラインの考え方が異なる。削減クレジットでは、プロジェクト未実施の場合の CO₂ 排出量がベースラインとなる。除去クレジットでは、プロジェクト実施による大気中 CO₂ の減少分がクレジット化され、ベース

ライン排出量はゼロとなる⁴⁾。

カーボン・クレジットは、品質を適切に管理するため、発行・認証に要件が定められている。要件の代表的な例としては、国際 NGO の International Carbon Reduction & Offset Alliance (ICROA) が定める「ICROA CODE OF BEST PRACTICE」の要件（表 3.2.-1）が挙げられる^{3) 5)}。

ICROA が示す要件は、Unique（二重カウントされていないこと）、Real（実際に行われていること）、Permanent（永続性）、Additional（追加性）、Independently verified（独立した検証）、Measurable（測定可能性）、である⁷⁾。

表 3.2.-1 ICROA「ICROA CODE OF BEST PRACTICE」におけるカーボン・クレジットの要件

項目	概要
Unique （二重カウントされていない）	カーボン・クレジットは、唯一であり、二重カウント（二重発行、二重利用、二重請求）されてはならない。
Real （実際に行われている）	排出削減・炭素除去はすべて確実に実施されたものであり、事後的に測定・モニタリング・検証されなければならない。
Permanent （永続性）	カーボン・クレジットは、永続的な排出削減・炭素除去に対して発行される。可逆的なリスクを持つプロジェクトについては、リスクを最小化するための包括的なリスク軽減策と補償の仕組みを設ける必要がある。
Additional （追加性）	プロジェクトによる排出削減・炭素除去の量は、プロジェクトが実施されなかった場合より大きい追加的なものでなければならない。
Independently verified （独立した検証）	すべての排出削減・炭素除去は、認定された独立した第三者に検証される必要がある。
Measurable （測定可能性）	カーボン・クレジットは、現実的で信頼できるベースラインに対して認められた測定ツールを用いて定量化されなければならない。

出典：ICROA^{7) 8)}に基づいて経済産業省（2022）³⁾、野村総合研究所（2023）⁵⁾を参考に電力中央研究所にて作成

カーボン・クレジットが発行されるまでの主な流れは、以下のように整理される⁵⁾。

カーボン・クレジット自体が申請される前段階として、クレジット発行主体が方法論を策定し、認証機関に承認される必要がある（「方法論の策定・承認」）。方法論とは、技術ごとに排出削減量・吸収・除去量の算定やモニタリングの仕方を規定するものである。方法論の申請はクレジット発行主体から認証機関に対して行われ、ベースラインの設定方法や削減量の算定方法の妥当性について客観的な証拠を提出することが求められる。

次に、クレジットの発行を希望する主体は、発行主体が承認した方法論と自身の計画するプロジェクトを照らし合わせたうえで合致するものを選択し、プロジェクトの登録を行う（「プロジェクトの登録」）。

クレジット創出者は、計画書に沿って実施された排出削減活動のモニタリングを行い、方法論に基づき排出削減量を算定し、発行者へ報告する。それを受け、発行者は報告結果を検証し、適切と認められた場合、認証・発行する（「プロジェクト成果のモニタリング・認証、クレジットの発行」）。

発行されたクレジットは、他者に売却されるか、発行者自身が償却することになる（「カ

ーボン・クレジットの売買・償却」)。売却は相対取引や取引市場を通じて行われる。取引市場として、例えば、東京証券取引所が、2022 年度に実証事業の結果を踏まえて、2023 年 10 月 11 日に正式にカーボン・クレジット市場を開設している。

3.2.2 分類

世界銀行⁹⁾¹⁰⁾によると、カーボン・クレジット市場を構成する供給（クレジットの発行メカニズム）と需要は、それぞれ以下の通りに分類されている。

供給は、①国際クレジットメカニズム、②域内クレジットメカニズム、③独立クレジットメカニズム、の 3 つに分類される。供給の各分類の詳細は以下のとおりである。

① 国際クレジットメカニズム

京都議定書やパリ協定のような国際条約に基づいて創出されるカーボン・クレジットである。例として、京都議定書に定められるクリーン開発メカニズム（CDM: Clean Development Mechanism）と、パリ協定 6 条に定められる国が決定する貢献（NDC: Nationally Determined Contribution）達成のための国間のクレジット取引がある。CDM は、先進国が発展途上国において資金・技術を供与し、GHG 排出削減プロジェクトを実施すると、その排出削減量に応じたカーボン・クレジットが発行される。パリ協定 6 条は、京都議定書を引き継ぐものであり、NDC の達成のために、国際的なカーボン・クレジット取引の活用が認められている。すべての国が NDC として目標を持っているため、排出削減や除去による緩和の成果を国間で移転することは容易ではなく、両国で緩和の効果が計上されてしまう二重計上を回避するために、緩和の効果を移転する締約国は相当調整（排出削減プロジェクトが実施される国での削減量とオフセット利用国でのオフセット量の合計がプロジェクトによって削減された量と合致するように調整を行うこと）が求められる⁵⁾。

② 域内クレジットメカニズム

特定の国・地域の法律などを根拠として、その管轄内での法的な排出削減義務の達成に活用することを意図して創出されたカーボン・クレジットである。各国・地域内のカーボン・クレジット制度は、自国の排出削減や排出削減のための技術開発に寄与する方法論を登録するために独自に発展を遂げた仕組みであり、各国・地域において事業者課せられた義務の達成や、排出削減、除去に関する新規技術開発・事業開発を支援するために利用されている⁵⁾。

③ 独立クレジットメカニズム

非政府組織等の民間の運営団体が独立した仕組みや基準により運用するカーボン・クレジットである。例として、民間認証クレジットプログラムである Verified Carbon Standard (VCS) や Gold Standard のような、独立した非政府組織によって管理される基準やクレジットメカニズムが挙げられる。VCS とは、2005 年に持続可能な開発のための世界経済人会議（WBCSD: World Business Council For Sustainable Development）や国際排出量取引協会（IETA: International Emissions Trading Association）等が設立した認証基準・制度であり、米国の NPO である Verra が管理している⁵⁾。The Gold Standard (GS) とは、2003 年に世界自然保護基金（WWF: World Wide Fund for Nature）

などの国際的な環境 NGO が設立した認証基準・制度であり、スイスに拠点を置く GS により運営・管理されている⁵⁾。

需要は、①国際的なコンプライアンス需要、②域内のコンプライアンス需要、③ボランタリー（自主的な）な需要、の 3 つに分類される。需要の各分類の詳細は以下のとおりである。

① 国際的なコンプライアンス需要

主に国際協定に基づく約束に対応するためのものである。パリ協定の下で確立されたような自国の排出削減目標の達成に役立てるために、国際条約で認められたクレジットを購入・利用することが該当する。

② 域内のコンプライアンス需要

企業が国内法（通常は排出権取引（ETS: Emission Trading Scheme）や炭素税）の下で義務を果たすためのクレジットを購入することである。これらのクレジットには、各国政府が定めた規則に従い、国際的、国内的、または独立したクレジット発行メカニズムの下で発行されたクレジットが含まれる。

③ ボランタリーな需要

自主的な削減目標を遵守する目的でカーボン・クレジットを購入する（主に民間）主体から構成される。主なものは、独立したクレジット基準に基づいて発行されたクレジットであるが、国際的あるいは国内のクレジットメカニズムに基づいて発行されたクレジットを購入する主体もある。

3.2.3 課題

カーボン・クレジットは、課題も指摘されている。ここでは、カーボン・クレジットの課題として、Betz ら(2022)⁶⁾が指摘する課題を以下に示す。

Betz らは、カーボン・クレジット取引においては、買い手・売り手ともにクレジットを過大に見積もるインセンティブを持っており、このことから生じるリスクの存在を指摘している。具体的には、追加性のリスク、ベースラインの設定のリスク、MRV のリスク、ダブルカウントのリスク、市場操作のリスクである。

追加性とは、クレジット売却のインセンティブがなくてもプロジェクトが実施されたかどうかであり、追加性のリスクとは、クレジット発行の有無によらず実施されたと想定されるプロジェクトによってクレジットが発行されてしまうリスクである。

ベースラインの設定のリスクとは、プロジェクト未実施の場合に想定される排出量の水準が不適切に高いレベルに設定され、クレジットの発行量が過大となることである。

MRV のリスクとは、カーボン・クレジットの取引において、削減量・炭素除去量を透明かつ正確に追跡するために定められた手続きが適切に実施されないことである。クレジット化された削減量が実際の削減量より過大に認証されてしまう場合には、対策の進捗を過大に評価してしまうことに加え、取引されるクレジットの信頼性も棄損されてしまう。

ダブルカウントのリスクとは、同じ排出削減（または炭素除去）が複数回カウントされてしまうことである。クレジット発行者が他者にクレジットを売却したにもかかわらず、自らの排出量に対してもクレジット化された削減量を計上してしまう場合などが該当する。

市場操作のリスクとは、カーボン・クレジット取引市場において、市場参加者が自らの利益のために市場の動向に影響を与え、排出枠やクレジットの価格を人為的に操作するリスクである。市場操作によって、市場価格に限界削減費用が反映されず、安価な削減オプションが適切に導入され普及しきらない状況を生じさせる恐れがあるとされる。

3.3 CCSに係るカーボン・クレジット取引の動向

本章では、CCSに係るカーボン・クレジット取引の動向について、3.2節で示した実施主体を基準とするクレジット種類ごとに調査・整理する。

3.3.1 国際クレジットメカニズム

本節では、気候変動枠組み条約の京都議定書第12条で規定されたCDMにおいてCCSが適用技術として採用された経緯、およびCDMにおけるCCSプロジェクトに対する要求事項等について調査する。また、CCSプロジェクトに係るクレジット創出のための方法論策定等に影響を及ぼすことが考えられるCCSの国際標準化に関する動向についても調査する。

3.3.1.1 クリーン開発メカニズム（CDM）

CDMは、国連管理のもと発展途上国で実施される人為起源のGHGの排出削減あるいは吸収を促進するプロジェクトにおいて、取引可能な認証排出削減量（CER: Certified Emission Reductions）を創出する手段である。CDMは、プロジェクトベースの排出量取引メカニズムで、CDMを公正な取引システムとして機能させるためには、排出削減量算定の基礎となる詳細なルール整備が必須である。CDMは1997年に創設され、2001年にマラケシュで開催された第7回気候変動枠組み条約締約国会議（COP7）で、CDMの機能に関する詳細なルール（様式と手続き: Modalities and Procedures）が合意されたことにより運用が開始された。

様式と手続きは、計測（アカウンティング）手法の設計原則を規定したもので主な内容は以下の通りである。

- プロジェクトのベースラインシナリオとベースライン排出量の決定方法
- プロジェクト境界（CO₂の算定範囲）の決定、モニタリングの計画および実施の方法
- 新たな方法論の確立（理事会（EB: Executive Board）の承認が必要）やプロジェクト設計文書（CDMの申請に必要な文書）など、必要文書に関するガイダンス

CDMにおけるCERの発行手順を図3.3.-1に示す。2004年のCDM開始から2012年半ばまでに、74ヵ国以上で3,200の再生可能エネルギーを含む4,600以上のプロジェクトが認定され、10億（単位：tCO₂）以上のCERが発行されている。現在までは、約24億のCERが発行されている。プロジェクトにおけるCERの発行期間（クレジット期間）は、10年間あるいは2回更新可能な7年間（最大21年間）のいずれかのオプションをプロジェクト参加者が選択することとなっている^{11) 12) 13)}。

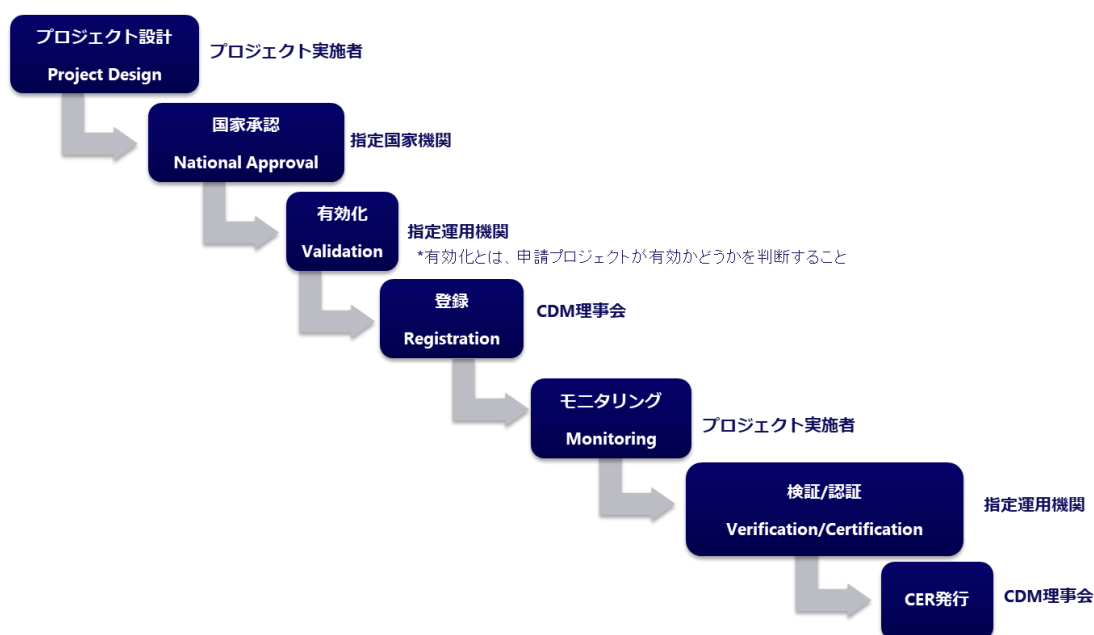


図 3.3.-1 CDM における CER の発行フロー

出典：参考文献¹²⁾を基に電力中央研究所作成

表 3.3.-1 CCS における CDM 化の経緯

出典：参考文献^{12) 14)}を基に電力中央研究所作成

2001年 マラケシュCOP7	第1回CDM理事会（EB; Executive Board）でCDMを管理する規約（様式と手続き；Modalities and Procedures）を採択
2005年 CDM理事会	CDMプロジェクトとしてのCCSの適格性について検討したが、プロジェクトの境界、漏洩、永続性に関する問題を懸念事項として挙げ、合意に至らず。CMP（京都議定書締約国会議）からCDMの下でのCCSプロジェクトの適格性に関するガイダンス作成の要請
2006年 CDM理事会	CO ₂ の地中貯留に関する2つの方法論と、海洋貯留に関する1つの方法論が提出されたが貯留サイトの選定やモニタリング、永続性に関する責任等を課題として適格でないと判断
2009年 コペンハーゲンCOP15	CCSのCDM化が取り上げられ、可能性を秘めた緩和技術としてCCSは重要との認識のもと、科学および技術に関する補助機関（SBSTA）に問題への対応を検討するように要請
2010年 カンクーンCOP16	CCSは基本的にCDMに適格との決定
2011年 ダーバンCOP17	CDMにおけるCCSの様式と手順（Modalities and Procedures）が採択
2012年以降	各種ガイドラインの整備

CDM プロジェクトとして CCS の適格性について検討が始まったのは 2005 年の CDM 理事会からである。2010 年にカンクーンで開催された COP16 で CCS は基本的には CDM に適格との決定がなされた。2011 年のダーバンで開催された COP17 において、CCS プロ

ジェクトの様式と手順が採択され、それ以降各種ガイドラインの整備が進行していった¹⁴⁾ (表 3.3.-1)。

CCS の様式と手順は、既存の CDM の様式と手順に、主に Appendix として要件を追加する形で構成されている¹⁵⁾ (表 3.3.-2)。CCS プロジェクトの CDM への参加要件として、CCS の実施サイトとなるホスト国は、CCS に関する一連の法整備を行っていることと規定されている。具合的な規制対象としては、サイト選定・特性評価、貯留場所へのアクセス権、CCS プロジェクトにより影響を受けた事業体に対する救済措置、賠償責任の規定、賠償責任等が挙げられている。CCS プロジェクトへの参加要件等の概要については表 3.3.-3 に示す。CER の発行においては、CCS における地中貯留には CO₂ の漏洩リスクが伴うことから、その対応としてプロジェクト毎にリザーブ口座を設け、発行されたクレジットの 5%を留保することを義務付け、漏洩の場合（マイナス貯留）に対応することとなっている。モニタリングの期間については、プロジェクト終了後 20 年以内に終了してはならないことが規定されている。プロジェクト参加者からホスト国への法的責任の移転については、ホスト国において CDM 理事会が指定する国家機関が規定する法制度上の条件をホスト国が満たすことが条件となっている。ちなみに、これまでに CDM において CCS プロジェクトが対象となった事例はない。

京都議定書後の温暖化対策における国際的な枠組みであるパリ協定において、その第 6 条 4 項に CDM の後継メカニズムへの言及がある。そこでは、CER の創出と取引を行う 6 条 4 項監督機関（Supervisory Body）が管理する世界規模の炭素市場を創設するとされており、CCS については CDM の様式と手続きを満たすことが条件とされている。また、現在、6 条 4 項監督機関は、DACCS、BECCS を含む炭素除去に関する様式と手続き（方法論）を構築中である¹⁶⁾。

表 3.3.-2 CDM における CCS の様式と手続きの構成（追加分）¹⁵⁾

タイトル：

Modalities and procedures for carbon dioxide capture and storage in geological formations under the clean development mechanism.

Appendix B. Additional requirements for carbon dioxide capture and storage project activities under the clean development mechanism.

1. 貯留サイトの選定と特性化
2. リスク・安全評価
3. モニタリング
4. 資金準備要件
5. 責任
6. 環境および社会経済への影響評価

表 3.3.-3 CDM における CCS の様式と手続き（Modalities and Procedures）の概要

出典：参考文献¹⁵⁾を基に電力中央研究所作成

要求項目	概 略
参加要件 Participation Requirement	CCSの実施サイトとなるホスト国は、CCSに関する一連の法整備を行っていること（サイト選定と特性評価、貯留場所へのアクセス権、影響を受けた事業体に対する救済措置、賠償責任等）
クレジット（CER）の発行 Issuance of certified emission reductions	- クレジット対象となる検証期間について提出された認証報告書により、CCSプロジェクト活動の結果として削減された人為的温室効果ガス排出に相当する認証排出削減量（CER）の発行を理事会に要請 - 最終クレジット付与期間終了後の検証期間について提出された認証報告書は、CCSプロジェクトの地中貯留サイトからの漏洩の結果として発生したマイナス貯留に関する情報を提供 - マイナス貯留を考慮し、CCSプロジェクトごとにリザーブ口座を設け、発行されたCERの5%留保を義務付け圧入終了後のマイナス貯留に対応
検証/認証 Verification and certification	- モニタリングの検証、サイト開発および管理計画、計画逸脱への対応、CO₂漏洩、漏洩の場合の是正措置の実施と有効性、マイナス貯留、貯留CO₂の越境移動、貯留サイトの適正な閉鎖 - CCSプロジェクトの最初の検証および認証は、プロジェクト実施者が選択した時期に実施可能。検証および認証報告書は、前回の検証期間終了後5年以内に理事会に提出。検証および認証は、提案されたCCSプロジェクト活動の最後のクレジット付与期間の終了後も継続しモニタリングが終了した後にのみ終了可能
貯留サイトの選定・特性評価 Selection and characterization of the geological storage site	- 地中貯留サイトは提案された利用条件において、漏洩や環境・健康影響の重大なリスクがなく、ホスト国の法規制を全て遵守し、CDM プロジェクトによる CO₂貯留にのみ利用されること - 貯留サイトは、国際水域に位置しないこと - 環境・健康影響の重大なリスクがないこと、貯留サイトが飲料水供給に適しているかどうかについて評価すること - 上記を確認するために貯留サイトの特性を評価すること - 貯留サイトの特性評価および選定においては、地質学的情報、地震探鉱情報等の幅広いデータおよび情報を活用すること
リスク及び安全性評価 Risk and safety assessment	- 地上・地下設備からの漏洩および地下飲料水等への影響、貯留サイトからの漏洩、および配管の破裂などによる CO₂の大量放出について考慮すること - 周辺環境を含め、CCS のチェーンすべてをカバーした評価を行うこと - 誘発地震の可能性や他の地層への影響についても考慮すること
モニタリング Monitoring	- プロジェクト実施前にモニタリングを実施し、キャップロックや地中貯留地点の表土、周辺領域の経路を通じた潜在的漏洩を検出するとともに、貯留地点のリスク評価を行う数値モデルに必要なデータを取得すること - CO₂ 貯留時、CO₂ 注入井閉鎖時、注入井閉鎖後の各フェーズにおいてモニタリングを実施し、貯留されている CO₂の挙動や漏洩有無を検知し、また、取得したデータを用いて数値モデルを検査、更新すること - 漏洩があった場合、モニタリング結果並びに数値モデルの結果により、定量化すること - CDM プロジェクトの最終クレジット期間の終了後または CER の発行が停止した後、20年以内は終了してはならないこと - 過去 10 年間一度も漏洩が観測されなかったとき、また、観測およびモデルによるすべての入手可能な証拠により、貯留された CO₂が長期間にわたって大気中から完全に隔離されていることが示された場合のみ、モニタリングを終了可能
資金準備要件 Requirements for financial provision	- ホスト国の法規制に従って安全に CCS を実施するとともに、貯留サイトから CO₂の漏洩があった場合に影響を受けるコミュニティや生態系に対する救済手段がとれるよう、資金を準備しておくこと - モニタリング、漏洩時、ホスト国の法規制に必要とされる救済策等の資金を準備すること
法的責任 Liability	- 提案するCCSプロジェクトや貯留サイトにおける法的責任について、プロジェクト実施フェーズ、プロジェクト終了フェーズおよびその後（貯留サイト閉鎖まで）においてプロジェクト参加者間でどのように分担するか、プロジェクト設計書に明確に記載すること - プロジェクト参加者からホスト国への法的責任の移転については、貯留サイトのモニタリングを終えることが認められ、指定国家機関が規定する法制度上の条件をホスト国が満たすことが認められた後に有効
環境および社会経済への影響評価 .Environmental and socio-economic impact assessments	CCS 実施に伴う大気への排出、固体廃棄物、水利用による環境および社会経済への影響評価を実施すること。その際、利用可能な最善の技術を適用して評価を行うこと。環境および社会経済への影響評価には、影響に対する総合的解析を行うこと

3.3.2 域内クレジットメカニズム

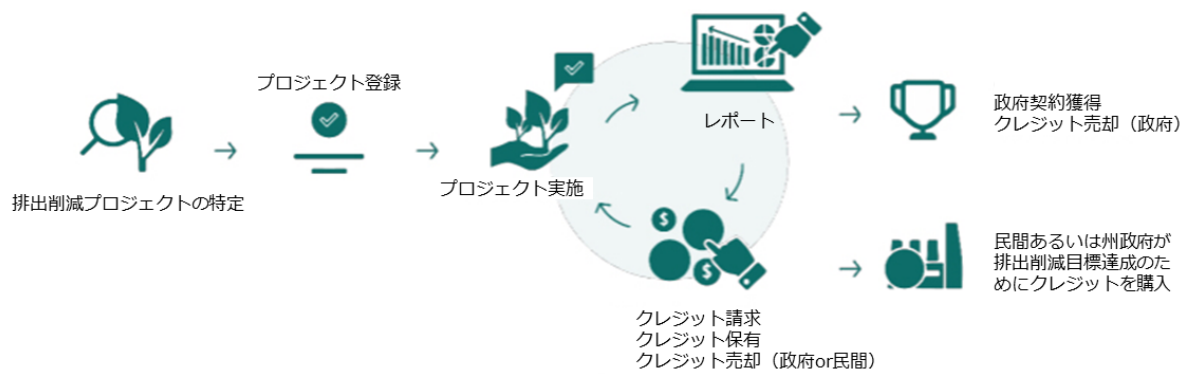
CCS に関心が高い国や地域においても CCS に係るカーボン・クレジット取引を制度化する取り組みが進められている。本節では、こうした CCS を対象とする国別、地域別のクレジット発行プログラムについて、国別として豪州の CO₂ 削減クレジット (ACCU: Australian Carbon Credit Units) 地域別としてカナダアルバータ州のカーボンオフセットスキーム (AEOS: Alberta Emission Offset Scheme) を例として取り上げ調査を行う。また、「ベースライン&クレジット」によるスキームではないが、「キャップ&トレード」により CCS プロジェクトの削減量が取引可能な欧州域内排出量取引 (EU-ETS) についても調査を行う。

3.3.2.1 豪州 CO₂ 削減クレジット (ACCU)

ACCU は、再生可能エネルギー、エネルギー効率改善、土地管理、等に関連した適格プロジェクトを通じて削減された CO₂ 換算排出量 1 トンに相当する取引可能な証書である。豪州政府は、2014 年に排出削減基金 (ERF: Emission Reduction Fund) を設立し、ここに政府 (クリーンエネルギー監督庁: Clean Energy Regulator) が ACCU を買い取る資金として 25.5 億豪ドルを拠出し対象となるプロジェクトの公募を開始した。ACCU は、基本的には政府オークションにより政府が買い取るが、ボランタリー市場でも売買可能である。創出した ACCU はクリーンエネルギー監督庁が管理する電子的なユニット登録簿 (Australian National Registry of Emission Units) に登録される。2022 年には、過去最高の 1,770 万 ACCU が発行された。2021 年第 3 四半期のスポット価格は 26.5 米ドルに達している¹⁷⁾。図 3.3.-2 に ERF プロジェクトにおける ACCU 創出のライフサイクルを示す。

豪州では一定規模以上の企業に対して GHG 排出量の報告が義務付けられており、設定されたベースラインを超過した場合には ACCU をオフセットとして利用できる。ERF は ACCU を創出するための複数の方法論を提示しているが、2021 年には CCS の方法論を策定している。この方法論は、ACCU の創設を目的として、CCS のプロジェクトからの GHG 削減量の算定、クレジット化、報告に関する規則を定めたものである¹⁸⁾。表 3.3.-4 に方法論の構成を、表 3.3.-5 に特徴を示す。CCS の施設運用については、連邦、州および準州の既存の法的枠組みを遵守することが求められている。

現在までに ERF に採択された唯一の CCS プロジェクトは、豪州の Santos 社が運営する Moonba プロジェクトである。2024 年の操業開始を予定しているこのプロジェクトは、Santos 社が運営する Moonba ガス生産プラントから CO₂ を回収し、パイプラインで南オーストラリア州クーパー盆の枯渇ガス田に輸送し貯留する計画である。年間 170 万トンの CO₂ 貯留容量を有する²¹⁾。



- ステップ1**
◆ プロジェクトの計画、プロジェクトが適格性確認、法的権利の確認
- ステップ2**
◆ 排出削減基金（ERF）へのプロジェクト登録
- ステップ3**
◆ プロジェクト運営・実施
- ステップ4**
◆ プロジェクトの報告とクレジット（ACCU）の請求

図 3.3.-2 ERF プロジェクトにおける ACCU 創出のライフサイクル

出典：参考文献¹⁸⁾を基に電力中央研究所作成

表 3.3.-4 ERF における CCS プロジェクト方法論の構成¹⁹⁾

タイトル： Australian Government Carbon Credits (Carbon Farming Initiative—Carbon Capture and Storage) Methodology Determination 2021	
1. 序章	
2. CCSプロジェクト	
3. プロジェクト要件	
4. 削減量算定	
5. 報告、通知、モニタリングの要件	

表 3.3.-5 ERF における CCS プロジェクト方法論の特徴

出典：参考文献²⁰⁾を基に電力中央研究所作成

項 目	特 徴
クレジット期間	多額の資本コストと継続的な運用コスト、CCS実施の期間中に通常の事業と比較して追加的な削減効果が得られる可能性が高いことを反映して25年（通常7年）
マイナス貯留対応	発行ACCUの3%が保留され（リザーブ口座）規制当局によるサイト閉鎖許可発行後に返却
遵守規定	貯留サイトの選定、モニタリングと報告、貯留場所の閉鎖に関する要件等を含め、CO ₂ 回収、輸送、貯留の施設運営は既存の連邦、州、準州の法的枠組みを遵守
プロジェクトの拡張	新たな発生源から回収したCO ₂ を既存の貯留サイトに圧入する場合は、新たなプロジェクトとして登録されクレジット期間を設定

3.3.2.2 アルバータ州カーボンオフセットスキーム（AEOS）

カナダでは連邦レベルでの CO₂ 排出規制として、年間 5 万トン以上の CO₂ を排出する大規模事業所を対象とする排出量取引制度（OBPS: Output-Based Pricing System）が存在する。この制度はカナダ国内すべての州・準州で自動的に適用される一方、カナダの州・準州が独自の CO₂ 排出規制を整備し、連邦制度と同等の CO₂ 排出規制であると連邦政府に認められた場合、その州・準州では連邦排出量取引制度が免除され、代わりに州・準州の独自制度が適用されることになっている。アルバータ州は独自の技術革新・排出削減規制（TIER: Technology Innovation and Emissions Reduction Regulations）を制定し排出量の取引を行っている²²⁾。

TIER では、アルバータ州の大規模排出者（GHG 排出量 10 万トン以上）と自主参加の小規模排出者に対して規準（ベンチマーク）を課している。この基準を上回る場合には、AEOS から創出されたオフセット（クレジットとして取引可能）により自身の排出を削減することが可能となる²⁾。

オフセットは定量化プロトコル（Quantification Protocol）と呼ばれるアルバータ州公認の方法論を使って定量化され、有効化・検証・監査基準（Standard for Validation, Verification and Audit）に従って第三者によって検証される。現在、アルバータ州はオフセットを創出できる 18 種類の CO₂ 排出削減事業とそれらの方法論（定量化プロトコル）を公開しており、その中に回収 CO₂ の帯水層への貯留（Quantification protocol for CO₂ capture and permanent storage in deep saline aquifers）と EOR（Quantification protocol for EOR）が含まれている²³⁾。表 3.3.-6 に帯水層貯留に係る定量化プロトコルの構成と表 3.3.-7 に主要な要件・規約を示す。対象プロジェクトについては、測定・モニタリング・検証（MMV: Measurement, Monitoring and Verification）および貯留リースの取得において、アルバータ州の関連法規を遵守することが求められている。

帯水層貯留に係る定量化プロトコルに従いオフセットを創出しているプロジェクトとしては、Shell カナダ社が運営する Quest CCS プロジェクトがある。アルバータ州エドモントン郊外の Shell 社が操業する重質油改質プラント（アップグレーダ）から排出される CO₂ を回収して 65km 長のパイプラインで輸送し、地下 2,000m 以深の帯水層に貯留するプロジェクトである。2015 年の回収開始から 2022 年末までに累計で 770 万トン回収・貯留しており、現時点までに 440 万トンのオフセットを創出している^{22) 25)}。

表 3.3.-6 アルバータ州カーボンオフセットスキームにおける帯水層貯留に係る方法論の構成²⁴⁾

タイトル：	
	Alberta Government
Quantification Protocol for CO₂ Capture and Permanent Storage in Deep Saline Aquifers	
1.	オフセットプロジェクト概説
2.	ベースライン設定
3.	プロジェクト設定
4.	定量化
5.	データ管理

表 3-7 アルバータ州カーボンオフセットスキームにおける帯水層貯留プロジェクトの要件・規約

出典：参考文献²⁴⁾を基に電力中央研究所作成

項 目		概 要
遵守規定		- 測定・モニタリング・検証（MMV）計画に関するアルバータ州固有の要件と、その他の規制要件の遵守 - 鉱山鉱物法（Mines and Minerals Act）および炭素貯留保有規則（Carbon Sequestration Tenure Regulation）に従って炭素貯留リース契約の締結
MMV計画		- 注入されたCO₂の封じ込めを実証するために必要なすべての活動を特定するMMV計画の提出と承認取得 - MMVプログラムの成果に関する年次報告書を提出 3年ごとにMMV計画の更新 - リース更新申請時15年毎にMMV計画を更新 *MMVプログラムの最新の年次報告書を通じて圧入CO₂の全量の封じ込めが証明できない場合、地下から大気への排出があるとみなされる
フェーズ別MMV要件	圧入前	リスクの特定、モニタリング課題の特定、モニタリング手法の評価と選択、ベースラインデータの取得
	圧入中	封じ込めリスクと保管性能を管理するための活動を監視し、継続的な有効性を確保するために必要に応じて更新
	サイト閉鎖	漏洩等リスクを管理し、封じ込め性能が恒久的封じ込めの期待値（モデル予測値）と一致していることを実証するために監視（10年間）
	閉鎖後	圧入されたCO ₂ が安定した予測可能な挙動を示し、将来的に重大な漏洩リスクがないことを確認するためのモニタリング要件をアルバータ州政府に移転
クレジット期間		10年（5年の延長可） * 2023年1月に改定

3.3.2.3 欧州域内排出量取引制度（E U－E T S）

対象となる企業や施設に対し、一定期間中の排出量の上限（キャップ）を課し、その上限を段階的に引き下げることによって排出量削減を目指す制度である。2005年に運用が開始され、2005～2007年を第1フェーズ、2008～2012年を第2フェーズ、2013～2020年を第3フェーズ、2021～2030年を第4フェーズとし、フェーズ毎に制度が見直されてきた。対象施設や企業は年の終わりに排出実績を毎年政府に提出し、与えられた排出枠を排出量を超えていれば、排出枠を購入する対応が必要となる。2023年に新たな排出枠取引の導入を含む大規模な制度改革が法制化され、2024年からの運用が予定されている²⁶⁾。表 3.3.-8 に制度概要を示す。

表 3.3.-8 EU-ETS の制度概要

出典：参考文献²⁶⁾²⁷⁾を基に電力中央研究所作成

対象事業	発電、鉄鋼、セメント、パルプ・紙製造業といった、エネルギー分野や産業分野における1万2000以上の施設。2021年には海運、道路輸送、建物（化石燃料などの暖房を利用する住宅など）もその対象に追加
対象単位	施設
目標	- 第3フェーズ：対象となる部門からの温室効果ガス排出量を2005年比21%削減 - 第4フェーズ：対象となる部門からの温室効果ガス排出量を2005年比43%削減
罰則	€100（\$112）/t-CO ₂ （但し物価上昇率を加味する）
排出枠割り当て	- オークション - ベンチマークによる無償割当

EU-ETS は欧州委員会による ETS 指令によって規定されるが、2013 年以降、EU における CO₂ の海底下地中貯留の法的枠組みを既定した CCS 指令の要求事項に従って回収・貯留された CO₂ は、EU-ETS の排出枠の償却の対象にならない（排出量としてカウントされない）と規定された。2023 年の改定では、通常の使用では大気中に放出されないように製品に固定され、恒久的に化学結合された CO₂ の排出量も同様の適用を受けることとなっている。現行の ETS 指令では、DACS などによるマイナス排出は、ETS の対象技術ではない。ただし、欧州委員会は 2026 年までにマイナス排出に対する法的枠組みを検討することが求められており、将来的には制度に含まれことが予想される。なお、回収、輸送または地中貯留時に CO₂ が漏洩した場合には、回収、輸送、貯留の各施設の事業者が、漏洩した CO₂ に相当する排出枠の償却義務を負う²⁸⁾²⁹⁾。

CCS 指令は、CO₂ 貯留サイトの探査及び貯留に関する許可手続き等を規定したもので、安全かつ環境に健全な貯留を行うことを目的としている。この指令は、貯留サイトの選定、事前探査許可（第 2 章）、貯留許可（第 3 章）、閉鎖と閉鎖後の義務、法的責任の移管（第 4 章）、等で構成されている（表 3.3.-9）。操業時、サイト閉鎖、閉鎖後の事業者の義務について以下を含んでいる³⁰⁾³¹⁾。

- CO₂ 流の許容基準
- 測定、モニタリング、検証
- 事業者による報告
- 主管当局の査察
- 漏洩の場合のリスクアセスメントと測定
- 最終的な閉鎖、責任及び責任移管に関する規定
- 財源保証と資金負担メカニズム
- 貯留サイトへのアクセスを含む第三者のアクセス及び係争処理
- 国境を越えた協力
- 罰則

表 3.3.-9 EU-CCS 指令の構成³³⁾

タイトル :	
DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009	
on the geological storage of carbon dioxide	
1.	主題・定義
2.	サイト選定と事前探査許可
3.	運用、閉鎖、閉鎖後の義務
4.	第三者の参入
5.	一般条項
6.	改定
7.	最終条項

3.3.3 独立クレジットメカニズム

民間が主体となって、CCSを対象とする自主的なカーボン・クレジットプログラムが創設されている。本節では、こうした自主的プログラムとして、ACR、Verra、CCS+イニシアティブ、puro.earth、Climeworksについて、方法論やプロジェクト事例、等について調査を行う。

3.3.3.1 ACR (American Carbon Registry)

ACRは、米国で最初の自主的なGHGの排出量登録簿として1996年に設立された。GHG排出量の登録簿の管理・運営とともに、自主的な認証基準や方法論の作成を実施している、世界初の民間クレジット認証基準・制度である。ACRの方法論と規約は、ISO 14064 (GHG) 算定と検証の枠組みに関する国際基準)に準拠して開発されている。ACRの基準に基づいて創出されたCO₂の排出削減はERTs (Emission Reduction Tonnes) のブランドでクレジットが発行される。発行されたクレジットはカリフォルニア州の排出量取引制度での利用(規制遵守)が認められている³²⁾。

ACRのCCSに関する方法論は、2015年にVersion1.0が公表され、2021年にVersion1.1に改定されている。2022年にはVersion2.0が公表され、現在(2023年末時点)もパブリックコンサルテーションを実施中である。ACRの地中貯留に関する方法論の適用対象は、Version1.1までは石油・天然ガスの増進回収プロジェクトが実施される貯留層に限定されていた³³⁾。Version2.0では、帯水層と枯渇油・ガス田に拡張されている。これ以降はVersion1.1に関連した記載とする。表3.3.-10に方法論の構成、図3.3.-3に方法論が示すCCSプロジェクト境界を示す。

表 3.3.-10 ACR の CCS プロジェクトに関する方法論の構成³⁴⁾

タイトル: METHODOLOGY FOR THE QUANTIFICATION, MONITORING, REPORTING AND VERIFICATION OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS REDUCTIONS AND REMOVALS FROM CARBON CAPTURE AND STORAGE PROJECTS Ver1.1
1. 背景・適用範囲 2. プロジェクト境界 3. ベースライン決定 4. 定量化手法 5. データ収集とモニタリング 6. 排出所有権と品質 7. 品質保証・品質管理 8. 不確実性

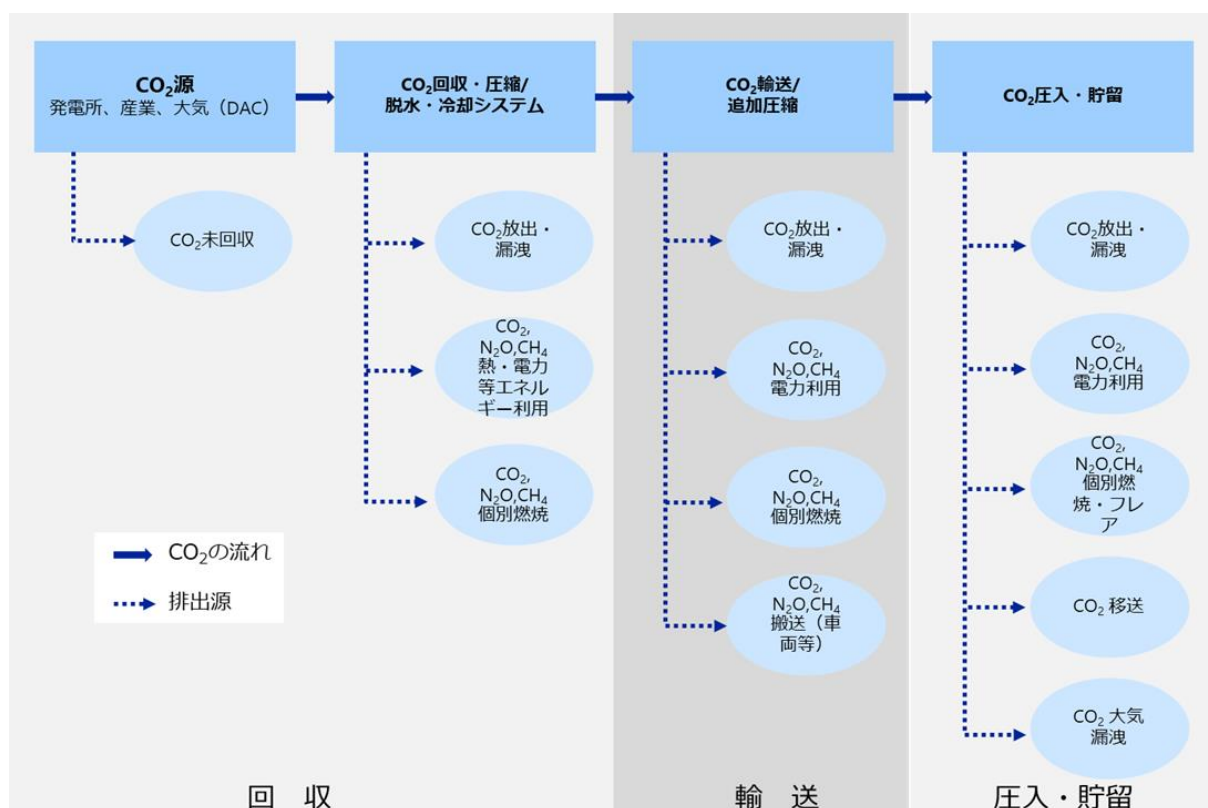


図 3.3.-3 ACR における CCS プロジェクトの境界

出典：参考文献³⁴⁾を基に電力中央研究所作成

表 3.3.-11 に、ACR における CCS 方法論が提示する主要なプロジェクト要件・規定を示す。CO₂の貯留については、米国環境保護庁（EPA）が策定した地下圧入管理プログラムに従うことが求められている。CCS プロジェクトに対するクレジット発行の対象期間は 10 年間（延長可能）である。MRV については、MRV 計画書を作成し、それによって実施することが求められる。MRV 計画は、貯留サイト固有との認識で、プロジェクトの漏洩等の長期的責任を低減する位置付けとなっている。モニタリングについて、圧入後最低 5 年間の継続が求められ、その後、圧入 CO₂の安定化が確認されるまで 2 年毎の延長が必要となる。クレジットの発行に伴って、漏洩時等のマイナス削減による払戻しに対応するため、発行クレジットの 10%を預け入れるリザーブ口座の開設が可能となっている。また、法規制に従って環境影響評価等の実施と報告も求められる³⁴⁾。表 3.3.-12 は、これまでに実施された ACR 認証のプロジェクトの概要を示す。

表 3.3.-11 ACR における CCS 方法論の主要な要件・規約

出典：参考文献³⁴⁾を基に電力中央研究所作成

項 目		概 要
発生源		燃焼前回収、燃焼後回収、酸素燃焼技術を備えた発電所、工業施設（天然ガス生産、肥料製造、エタノール生産など）、空気直接回収（DAC）、等
貯留層		米国・カナダの石油・天然ガスの増進回収を実施する貯留層
遵守規定		飲料水安全法に基づきEPA（環境保護庁）が策定した地下圧入管理プログラム（Underground Injection Control Program）のEORの坑井を対象とするクラスII規制に従った圧入（カナダについても類似の許認可取得が必要）
排出削減の所有権		契約時に明確化が必要
空隙の所有権		州法に従い権利の取得が必要
クレジット対象期間		10年間（延長可能）
モニタリング		CO ₂ 流量、濃度、燃料消費・組成、蒸気・電力利用量、MRV計画に沿ったモニタリング項目
MRV	計画	- CO₂の物理的漏洩の検出することによりプロジェクトの長期的責任の不確実性を低減することが目的 - 計画は貯留層の特性等に依存するためサイト固有
	実施項目	- サイト特性評価、ベースラインモニタリング、運用モニタリング、圧入後モニタリング - 圧入後モニタリングは最低5年間。その後貯留CO₂の安定が確認できるまで2年毎の延長
マイナス貯留対応		修復措置とともに、プロジェクトにより発行されるクレジット（ERT）の10%を預け入れたリザーブ口座から払戻し
環境影響評価に関する措置		- 連邦あるいは州法により環境アセスメントの実施あるいは環境影響評価書が必要な場合は、それらをACRに提出 - 予測される地域社会や環境への負の影響に対する緩和計画を文書化

表 3.3.-12 ACR 承認済みの CCS プロジェクト

出典：参考文献³⁵⁾を基に電力中央研究所作成

プロジェクト	発行年	クレジット対象期間	プロジェクト形態	発行量 (tCO ₂)
Petrosource Geo-Seq (米国)	2006/3/13	2003/10/1~2003/12/31	EOR-CO ₂ 排出削減	284,527
Merit Energy Geo-Seq (米国)	2006/3/13	2003/1/1~2003/12/31	EOR-CO ₂ 排出削減	1,038,287
Merit Energy Geo-Seq (米国)	2006/3/13	2002/1/1~2002/12/31	EOR-CO ₂ 排出削減	736,816
Merit Energy Geo-Seq (米国)	2006/3/13	2001/1/1~2001/12/31	EOR-CO ₂ 排出削減	718,342
Merit Energy Geo-Seq (米国)	2006/3/13	2000/1/1~2000/12/31	EOR-CO ₂ 排出削減	991,518

*採用方法論は、いずれもVersion1.0

3.3.3.2 V e r r a

Verra は、米国に拠点を置く民間カーボン・クレジットの国際的な非営利認証機関である。Verra は、世界で広く流通する VCS を提供している。VCS は企業、団体、個人の取り組みのための認証基準で、ボランタリーカーボンマーケットの標準化を推進し、取引されるクレジットの信頼性を向上させる目的を持つ。この基準は地域やホスト国を限定しないため、幅広く使用することができる。2018 年時点で世界の民間認証クレジットの年間取引

量のうち VCS が 66%を占めている。排出削減・除去クレジットプロジェクトが VCS で認証されると、クレジット（VCUs: Verified Carbon Units）が事務局から発行され、「VCS Program Registry」で管理される。また、認証クレジットはカリフォルニア州の排出量取引制度や国際民間航空部門における温暖化対策などでの利用（規制遵守）が認められている³⁶⁾。

2023 年 1 月に VCS プログラムにおける炭素地中貯留（GCS: Geologic Carbon Storage）プロジェクトに関する方法論（Geological Carbon Storage Requirement）の Version4 が公開された（表 3.3.-13）。ここで示された要件は、準拠規制、技術的・非技術的プロジェクト設計、漏洩等（削減損失（リバース））の非永続的リスクへの対応、プロジェクト所有権、モニタリング、サイト閉鎖、クレジット付与期間、等に関するものである（表 3.3.-14）。この方法論は、EU の CCS 指令、米国 EPA が策定した地下圧入管理プログラムのクラス VI 規制、ISO27914、等を準拠あるいは参照している。VCS が示すプロジェクトのマイルストーンおよびフェーズの構成を図 3.3.-4 に示す。VCS は GCS プロジェクトの CO₂ 漏洩等によるクレジット払戻しのリスクに備えるため、すべての GCS プロジェクト・クレジットの一定割合を保有する GCS プール・バッファ・アカウント（リザーブ口座）を維持している^{37) 38)}。

表 3.3.-13 VCS プログラムにおける CCS 方法論の構成³⁸⁾

タイトル： Geologic Carbon Storage (GCS) Requirements Ver4.0	
1. イントロダクション	
2. 地中貯留に係る一般要求事項	・ GCSプロジェクトの拡張 ・ 所有権 ・ プロジェクト所在地 ・ 非永続的リスク
3. CCSに係る要求事項	・ CCS固有事項 ・ プロジェクト設計 ・ クレジット創出期間 ・ モニタリング

表 3.3.-14 VCS プログラムにおける CCS プロジェクトの主な要件・規約

出典：参考文献³⁸⁾を基に電力中央研究所作成

項 目	概 要
プロジェクトの拡張	- GCSプロジェクトは時間の経過とともに拡張する可能性があるとの認識 - 拡張されるプロジェクトと既存のプロジェクトにはCO₂の連結フローが必要
所有権	回収プラント、貯留層空隙等、プロジェクト提案者のプロジェクト所有権保有の明確化
CO ₂ 削減損失（リバース）	VCSプログラム文書「GCS非永続的リスクツール」に従って非永続的リスク報告書を作成
プロジェクト所在	政府または政府機関（法定規制機関）によって規制監督が行われる管轄区域に所在
貯留サイト運営	貯留層圧力がいかなる時点においても断層を再活性化したり、キャップロックを破壊したりしないよう貯留サイトを運営
プロジェクト設計	貯留層は800m以深
クレジット期間	7年（5回更新可能、最高42年）
モニタリング	- 貯留層モデリング、地質評価、モニタリングプログラム、貯留サイト閉鎖処理で構成 - 貯留サイトにおけるCO₂漏洩先駆現象の検出および漏洩時の定量化が目的 - 注入後、貯蔵施設の閉鎖および閉鎖後までのモニタリングの期間は10年以上
サイト閉鎖	- サイト閉鎖計画の作成 - 貯留サイトにおけるCO₂の封入の確認等が条件 - サイト閉鎖後のモニタリング期間については規定なし（実施地域の法規に準ずる）

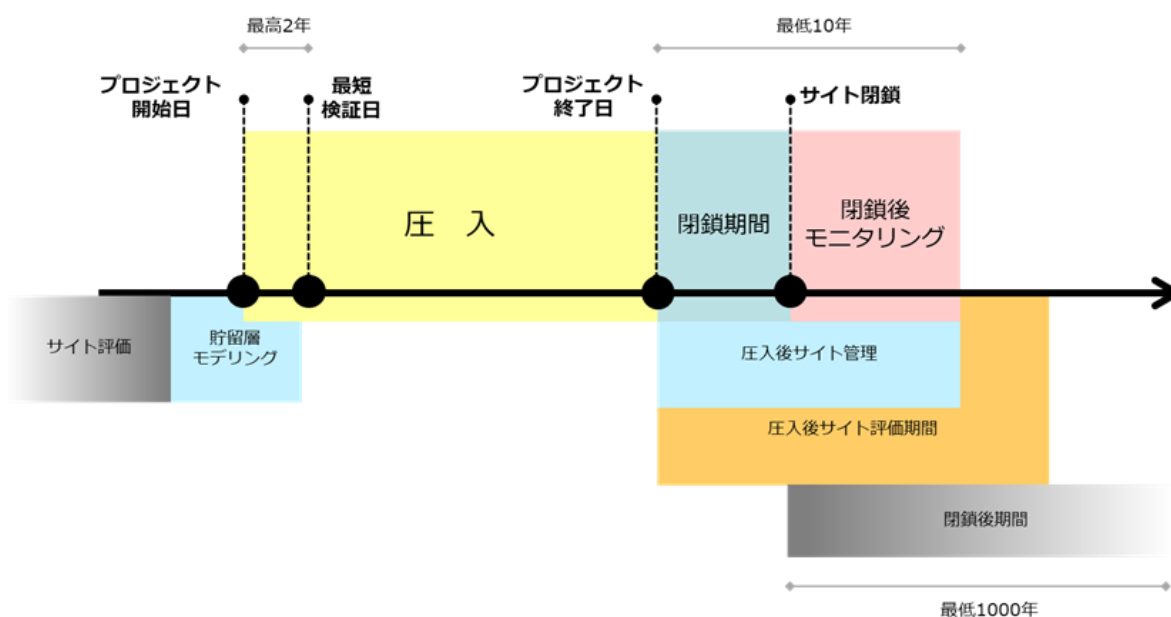


図 3.3.-4 VCS プログラムにおける CCS プロジェクトのマイルストーンとフェーズ構成

出典：参考文献³⁸⁾を基に電力中央研究所作成

3.3.3.3 CCS+イニシアティブ

CCS+イニシアティブ（CCS+ initiative、以降 CCS+と記載）は、世界的なマルチステークホルダー（51 組織）のアライアンスであり、技術やソリューションのプロバイダー、大規模な CO₂ 排出者、専門サービスプロバイダー、学术界、市民団体からなる組織である。

CCS 関連のプロジェクトの方法論の策定を目的とし、厳格で普遍性がある高品質の炭素会計手法（方法論）の確立に取り組んでいる。対象とするプロジェクトは、点源における燃焼前および燃焼後 CO₂ 回収（セメント、ブルー水素製造を含む）、生物起源点源からの CO₂ 回収、DAC 等の CO₂ 除去プロジェクト、パイプラインや船舶による回収 CO₂ の輸送、帯水層および枯渇油ガス田への地中貯留、建設資材等への回収 CO₂ の固定、等である（表 3.3.-15）²⁾。

CCS+の方法論の設計・開発は、方法論のメインフレームをその他のモジュールやツールによって補完・統合するモジュール方式を採用している。メインフレームは、ベースラインシナリオ、追加性、プロジェクトの境界、定量化手法、モニタリング、を規定している。一方、モジュールは、回収、輸送、利用、貯留のそれぞれに属する技術毎に開発され、プロジェクト境界と定量化が規定されることになる。CCS+は 2023 年 6 月に Verra/VSC プログラムを基に開発した方法論の第一弾を公表し、パブリックコンサルテーションを開始している。公開された方法論は、メインフレームと 3 種類のモジュール（DAC、帯水層貯留、輸送）である。地中貯留に関連したモニタリングやサイト閉鎖等の要件については、VCS プログラム（3.3.2 章記載）に準拠することとなっている³⁹⁾。

表 3-15 CCS+イニシアティブの概要
出典：参考文献⁴⁰⁾を基に電力中央研究所作成

CCS+イニシアティブの概要		
目的	炭素市場におけるCCS関連事業をスケールアップさせ、ボランタリークレジット市場（VCM）及びパリ協定第6条におけるプロジェクト・ベースの方法論策定を目指す	
目標	炭素市場を通じたCCSの普及速度を加速する方法論を作成することにより、気温上昇を1.5℃～2℃未満に抑え、最終的なネットゼロ達成を支援する	
対象とする技術	恒久的な排出削減と炭素除去の両方を達成するための重要な技術ソリューション（BECCSやDACCS、その他CCU等）を対象とする	
メンバー	エネルギー CCS DAC	Oxy Low Carbon Ventures、Northern Lights、Total Energies、Equinor、Drax、BP、Fortum、JOGMEC、INPEX、Carbon Engineering、Carbfix、Climeworks、Carbyon、44.01、Next Carbon Solution、Baker Hughes、Baker Hughes、鹿島建設、GE Power、Shell、Sika、FS Fueling Sustainability、CarbonQuest、Future Biogas
	クレジット コンサル 計測	South Pole、三菱商事、Climate Partner、Macquarie、Perspectives climate group、Carbon Finance Labs、IFPEN
	アドバイザー	IETA、Global CCS Institute、Negative Emissions Platform、ICROA、WBCSD、ZEP、RMI、OGC、TNO、EDF、IFC、Verra

3.3.3.4 Puro.earth

2019 年にフィンランドの起業家がフィンランドの電力会社 Fortum の支援を受けて設立した、CO₂ 除去に特化した世界初のボランタリーカーボン・クレジットプログラムである。Puro.earth は工学的 CO₂ 除去に関する世界初のクレジット創出のための方法論（Puro Standard）を複数開発している。Puro.earth の方法論により認証された方法で、大気中から除去され継続的に隔離・固定された CO₂ の量（独立機関の検証が必要）に応じてクレジット（CORC: CO₂ Removal Certificate）が発行される。クレジットを購入するためには、認定サプライヤーと直接交渉するか、第 3 者機関が運営する市場を通じて購入する方法がある。Puro.earth が開発した工学的 CO₂ 除去の方法論の対象技術は、DACCS、BECCS 等

の地質学的除去（Geologically Removed Carbon）の他、バイオ炭（Biochar）、炭酸塩化材料（Carbonated Materials）、岩石風化促進（Enhanced Rock Weathering）、バイオマス陸上貯蔵（Terrestrial Storage of Biomass）がある⁴¹⁾。

地質学的除去に関する方法論の構成を表 3.3.-16 に、主要な要件・規定を表 3.3.-17 に示す。回収 CO₂ の貯留に関して、EU 域内で実施のプロジェクトの場合は CCS 指令に、米国域内での実施の場合は、米国 EPA の地下圧入管理プログラムの規定に準拠することとなっている⁴²⁾。

地質学的除去の方法論に従って初めてクレジットの取引が成立したプロジェクトは、豪州で計画されている AspiraDAC プロジェクトである。AspiraDAC は Corporate Carbon 社の 100%子会社で、Southern Green Gas Technology Company が開発した金属有機構造体（MOF: Metal Organic Frameworks）の分子スポンジ機能を利用した回収技術を採用し、太陽光を動力源とするモジュール式の拡張可能なシステムを提供している。プロジェクトは豊富な日射量と世界有数の地中貯適地に近接している豪州の地理的好条件を利用することを念頭に 2022 年から開始された。大気からの CO₂ 除去開始は 2024 年を予定している。運用開始時点では、日量 1 トン程度の回収を予定しているが、10 年後までには日量 1,000 トン規模を目指している。2022 年に炭素除去投資会社 Frontier とクレジット事前購入契約を締結している。取引量は、2024 年から 2032 年にかけて約 3,000 トンで価格は 1 トンあたり 900 ユーロである⁴³⁾。

表 3.3.-16 地質学的除去に関する方法論の構成⁴²⁾

タイトル： METHODOLOGY FOR VERIFICATION AND QUANTIFICATION OF CARBON REMOVAL Geologically stored carbon	
1. 適格要件	
2. クレジット（CORC）創出	
3. ネットネガティブのプロジェクト境界	
4. CO ₂ 除去量の定量化法	
5. 検証	

表 3.3.-17 地質学的除去に関する方法論の主要な要件・規約

出典：参考文献⁴²⁾を基に筆者作成

項 目	概 要
貯留	・ 深部地層へのCO₂直接圧入 ・ 炭素含有物の地中圧入 ・ 油ガス田 (EOR) (EU CCS指令、米国EPA 地下圧入管理プログラムに準拠)
発生源	空気直接回収 (DAC)、バイオマスCCS (BECCS)、バイオマス廃棄物燃焼+CCS、バイオガス製造+CCS、生物起源工業プロセス+CCS、生物起源炭素含有物質 (バイオオイル、エタノール、等)
プロジェクト条件	実施地域の法規制統治下での貯留、持続可能なバイオマスの利用、プロジェクト実施による環境への無害
クレジット発行時期	・ CO₂または炭素含有物質が地中貯留層に注入されデータ記録が確認 (検証) できた時点 ・ CO₂除去の提供者は貯留されたCO₂の所有権を単独で取得していることの証明が必要
検証	・ 公認の第三者監査人により、関連する証拠を検査し、定量化算定を検証することにより実施 ・ 空気直接回収 (DAC) の場合、回収CO₂の起源が大気であることの証明が必要 (運転記録) ・ 恒久的な貯留の根拠として、CCS指令あるいは米国EPAの地下圧入管理プログラムに準拠していることの証明が必要

3.3.3.5 C l i m e w o r k s

Climeworks 社はスイスに拠点を置く DAC の開発企業であり 2021 年に世界最大規模の DACS プロジェクト (Orca プロジェクト) の運用をアイスランドで開始した。回収された CO₂ は水に溶解させて直下の玄武岩層に注入し、炭酸塩化により固定されるアイスランドの CarbFix 社のシステムを採用している。年間の回収・貯留量は 4,000 トンで生成される CO₂ 除去については、独自に開発した方法論 (図 3.3.-5) によりクレジット化されている。方法論では、貯留に関した CCS 指令等の各国の関連する法的枠組みに準拠することを求めている。クレジット発行に至る経緯は以下の通りである。なお、発行されるクレジットについては、Microsoft 社や Swiss Re (スイス再保険) 等の企業との間で長期購入契約が結ばれている⁴⁴⁾。

- ・ 2021 年 6 月 : Climeworks の DAC に関する方法論と Orca プロジェクトへの実装が民間認証会社の DNV により検証・認証
- ・ 2021 年 9 月 : 世界初の商用 DACS プラントがアイスランドで運用開始
- ・ 2022 年 9 月 : Climeworks と CarbFix のフルチェーン DACS の方法論が DNV により検証・認証
- ・ 2022 年 12 月 : 第三者機関としての DNV による認証を得た CO₂ 除去がクレジットとして法人顧客に引渡

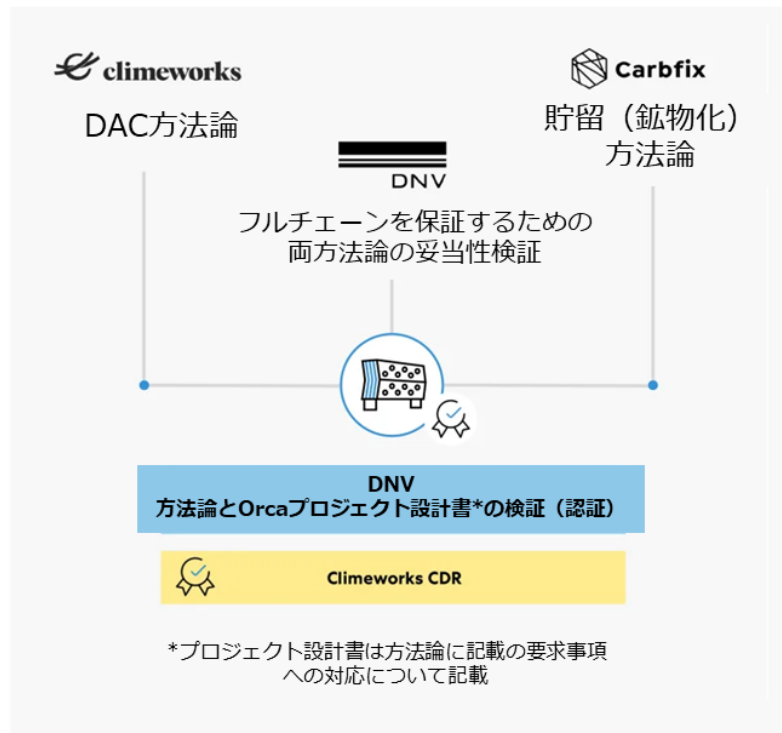


図 3.3.-5 Climeworks と carbfix による DACS プロジェクトによるクレジット発行の概略
出典：参考文献⁴⁴⁾を基に電力中央研究所作成

3.3.4 CCS の国際規格

これまで述べた各方法の中には、プロジェクトの要件に CO₂ の貯留に係る国際規格を参照することを求めるものがみられた。そこで、以下に CCS の国際規格化について述べる。

CCS の効率的な技術開発や事業化には CCS 実施に係る標準化が求められる。CCS 事業者は、標準化によって、プロジェクトの選定、設計、開発、操業および閉鎖に関連した事業で効率的な進捗が期待できる。また、国際標準化によって、CCS プロジェクトが安全と環境面で国際的に合意された手順に沿っていることが保証されるため、事業者のみならず、規制当局および一般社会にとっても大きな利益となる。

2011 年 10 月に国際標準化機構（ISO）の技術管理評議会はカナダからの提案を受け、CCS について新規の専門員会（ISO/TC265）を設立することを決定した。ISO/TC265 のスコープは、CCS 分野における設計、建設、運用、環境計画とマネジメント、リスクマネジメント、定量化、モニタリングの検証、および関連活動の標準化である（図 3.3.-6）。これまでに発行された規格は以下の通りである⁴⁵⁾。

- 2016 年：ISO27913（WG2：CO₂ パイプライン輸送の国際規格）
- 2017 年：ISO27914（WG3：陸域と海域貯留の国際規格）
- 2019 年：ISO27916（WG6：CO₂-EOR の国際規格）

CCSのISO化（ISO/TC265体制）



図 3-6 ISO/TC265 の体制

出典：参考文献⁴⁵⁾

2017年に発行された陸域と海域貯留の国際規格（ISO27914）は、環境、天然資源、人間の健康へのリスクを最小化する方法で、商業的で安全な長期のCO₂の地中貯留を促進することを目的に、CO₂の地中貯留のための要件と推奨事項を既定したものである（表 3.3.-18）。なお、貯留サイトの閉鎖後については、標準化のスコープ外となっている（図 3.3.-7）。具体的なスコープは以下の通りである。

- CO₂ 流の地中貯留に関する要件と推奨事項を規定するもの。その目的は、環境、天然資源、および人間の健康へのリスクを最小限に抑える方法で、CO₂ の商業的で安全な長期の封じ込めを促進すること
- 炭化水素貯留層を含む浸透性及び多孔性地層内における陸上及び海上の地中貯留に適用
- サイトスクリーニングと選定、貯留層の特性化、設計と開発、貯留サイトの運用、およびサイト閉鎖の準備に関連する活動
- サイトの選定と管理は各プロジェクトに固有のものであり、技術的リスクと不確実性はサイト固有の基準で対処されるとの認識
- 許認可プロセスは含まれないが、閉鎖期間を含むプロジェクトのライフサイクル全体を通じて、規制当局による許可と承認が必要であると認識
- マネジメントシステムの開発、コミュニティおよびその他の利害関係者の関与、

リスク評価、リスク管理、およびリスクコミュニケーションに関する要件と推奨事項を提供

ISO27914 では、モニタリングおよび検証（M&V: Monitoring and Validation）に関する推奨事項を既定している。M&V の目的は、圧入前、圧入期間および閉鎖期間において、健康、安全、および環境リスクの管理を支援すること、及び、貯留サイトの性能を評価することとしており、具体的な実施項目として以下を挙げている。

- 貯留コンプレックス（特性化等の対象範囲）、圧入井、特定の地質の堅固性の評価
- 封じ込め機能喪失の検知と漏洩の潜在的影響の評価
- 圧入 CO₂ の挙動、圧力場、地層流体の変異の決定
- リスク管理措置の性能と有効性の評価

M&V の実施に当たっては、予想される CO₂ の地下分布、プロジェクト全体を通じて予想される貯留コンプレックス内および隣接する領域の圧力分布、およびリスク管理計画で特定される懸念要素に基づいて M&V 計画書を作成することが推奨されている。計画書への記載内容は以下を挙げている。

- 対象サイトのリスクアセスメント結果
- モニタリング地点、モニタリング要素
- 懸念されるリスクへ対応するための閾値
- 大気、地表付近、地下それぞれにおけるモニタリング計画
- CO₂ プルームの移動を評価するための方法、等々

また、貯留システムあるいはモニタリングにおける想定外の事象への対応も M&V 計画に記載することを求めている ⁴⁶⁾。

表 3.3.-18 ISO27914 の構成 ⁴⁶⁾

タイトル：	
	International Standard ISO27914
Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Geological storage	
1.	スコープ
2.	参考文献
3.	用語と定義
4.	マネジメントシステム
5.	サイトスクリーニング、選定、特性化
6.	リスクマネジメント
7.	圧入井インフラ
8.	CO ₂ 圧入オペレーション
9.	モニタリング・検証
10.	サイト閉鎖



図 3.3.-7 IS027914 の規格対象となるプロジェクトサイクル

出典：参考文献⁴⁶⁾を基に電力中央研究所作成

3.3.5 CCSに係るカーボン・クレジット取引の態様

3.3節で示した各カーボン・クレジット制度の比較を表 3.3.-19 に示す。いずれの制度にしても、CCSを対象とするプロジェクトの事例は少ない（表 3.3.-19「適用プロジェクト」参照）。また、圧入終了後のモニタリングについては、期間の差はあるものの、長期の実施が求められている（表 3.3.-19「長期モニタリング」参照）。

クレジット発行においては、対象となるプロジェクトの方法論の策定が必要になるが、いずれにしても、プロジェクトが実施される地域における CCS に係る法的枠組みの遵守が条件となっている（表 3.3.-19「貯留に係る遵守規定」参照）。その方法論に従ってプロジェクト設計を行い、最終的にクレジットが発行される。一方、鉱物固定による貯留等の特殊な技術については、独自で方法論を策定することで早期のクレジット発行を達成する道筋もある（図 3.3.-8）。

表 3.3.-19 各カーボン・クレジット制度の比較

	CDM	Emission Reduction Fund	Alberta Emission Offset Scheme	American Carbon Registry	Verified Carbon Standard	Puro.earth	Climeworks
プロジェクト実施	途上国	豪州	アルバータ州	米国/カナダ	限定なし	限定なし	限定なし
目的	規制遵守（先進国） 排出削減（途上国）	規制遵守 及び ボランティア	規制遵守（アルバータ州）	ボランティア 及び 規制遵守（加州）	ボランティア 及び 規制遵守（加州）	ボランティア	ボランティア
CCS 方法論 採択年	2011	2021	2015	2015	2021 2023（暫定）	2022	2022
対象技術	CCS	CCS	CCS, CO ₂ EOR	CCS, CO ₂ EOR	CCS DACs, BECCS（暫定）	DACs, BECCS	鉱物貯留DACs
貯留に係る遵守規定	ホスト国関連法規	連邦法・州法	連邦法・州法	連邦法・州法	米国EPA地下管理プログラムに準拠	米国EPA地下管理プログラム/EU CCS等に準拠	EU CCS指令/各国の関連法規
適用プロジェクト	なし	Moomba	CCS1件(Quest) EOR1件(Meglobal)	5件	なし	AspirDAC BECCS Norway	Orca
長期モニタリング	プロジェクト終了後 最低20年	クレジット期間終了 後15年	クレジット期間終了 後最低10年	プロジェクト終了後 最低5年	圧入終了後最低10年	-	圧入終了後最低10年

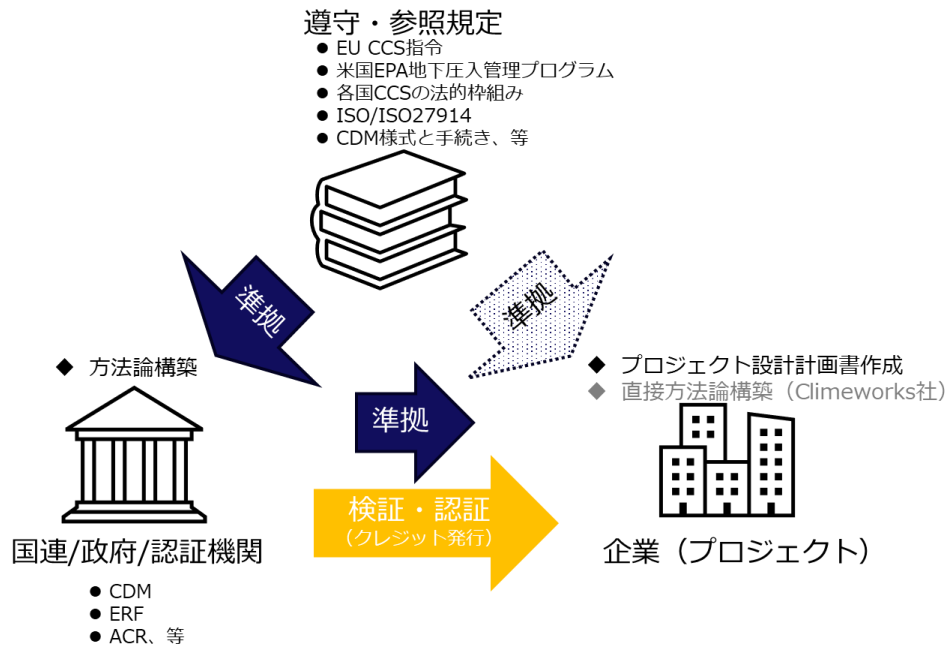


図 3.3.-8 カーボン・クレジット発行の概略図

3.4 国内CCSプロジェクトのクレジット創出における課題

今後、日本国内で実施される CCS プロジェクトにおいてカーボン・クレジットの創出を想定する場合に、どのような課題があるのかを整理する。

第一の課題は、CCS に係る法的枠組みの構築である。今回調査した CCS プロジェクトによるカーボン・クレジットの創出スキームでは、その要件となる方法論等において、プロジェクトを実施する地域で長期的に安全な CO₂ 貯留の実施を担保するための法規制が整備され、それらの遵守や参照、あるいは国際規格に準拠することが求められている（表 3.3.-19「貯留に関わる遵守規定」を参照）。現在（2024 年 1 月末時点）、日本では CCS 事業法の制定に向けた作業が進捗中であるが、海底下 CO₂ 貯留に係る国際的な法的枠組みであるロンドン条約等との整合性も担保しつつ早急な進展が望まれる。

第二の課題は、長期的に安全な CO₂ 貯留を担保するためのモニタリングおよび検証方法を技術的に確立することである。CCS プロジェクトによるカーボン・クレジット発行のための主要な要件として、表 3.3.-19「長期モニタリング」に示した通り、貯留の永続性を証明するための長期的なモニタリングが求められている。国内での CO₂ 貯留サイトは海底下が想定され、モニタリングのコスト低減も含め、克服すべき技術的課題が予想される。また、貯留された CO₂ が漏洩なく恒久的に封じ込められていることを高い蓋然性を持って提示できることは、発行されるカーボン・クレジットの信憑性を維持することにも繋がる。

3.5 まとめ

本章では、国内の CCS 事業推進に必要な支援策検討に資するために、はじめにカーボン・クレジット取引の基本的な事項を概観したのち、現在、豪州やカナダのアルバータ州

等において導入されている CCS に係る主要なカーボン・クレジット制度と国内 CCS 事業のクレジット創出の課題を整理した。

CCS に係るカーボン・クレジットの創出では、圧入終了後のモニタリングが期間の差はあるものの、長期の実施が求められることや、プロジェクトが実施される地域における CCS に係る法的枠組みの遵守が条件となっていることを整理した。また、これらの点が国内 CCS プロジェクトにおけるクレジット創出の課題となることも整理した。

用語集

ACCU	Australian Carbon Credit Units
AEOS	Alberta Emission Offset Scheme
BECCS	BioEnergy with Carbon Capture and Storage
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reductions
CORC	CO ₂ Removal Certificate
DACS	Direct Air Capture and Storage
EB	Executive Board
EOR	Enhanced Oil Recovery
ERF	Emission Reduction Fund
ERTs	Emission Reduction Tonnes
ETS	Emission Trading Scheme
GCS	Geologic Carbon Storage
GHG	Green House Gas
GS	The Gold Standard
ICROA	International Carbon Reduction & Offset Alliance
IETA	International Emissions Trading Association
M&V	Monitoring and Validation
MOF	Metal Organic Frameworks
MMV	Measurement, Monitoring and Verification
MRV	Measurement, Reporting and Verification
NDC	Nationally Determined Contribution
OBPS	Output-Based Pricing System
SB	Supervisory Body
TIER	Technology Innovation and Emissions Reduction Regulations
VCS	Verified Carbon Standard
VCUs	Verified Carbon Units
WBCSD	World Business Council For Sustainable Development
WWF	World Wide Fund for Nature

第3章 参考文献

- 1) 経済産業省（2023）CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/pdf/20230310_1.pdf, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 2) 独立行政法人 エネルギー・金属鉱物資源機構（2023）Handbook for CCS Carbon Credits: Workshop report of “Global Carbon Market and CCS: Towards ASEAN Decarbonization”, <https://www.jogmec.go.jp/content/300382578.pdf>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 3) 経済産業省（2022）カーボン・クレジット・レポート, カーボンニュートラルの実現に向けたカーボン・クレジットの適切な活用のための環境整備に関する検討会, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/carbon_credit/pdf/20220627_1.pdf, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 4) Carbon Direct (2023) Removal, reduction, and avoidance credits explained, <https://www.carbon-direct.com/insights/how-do-carbon-credits-actually-work-removal-reduction-and-avoidance-credits-explained>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 5) 野村総合研究所（2023）排出量取引とカーボンクレジットのすべて, エネルギーフォーラム.
- 6) Regina Betz *et.al.* (2022) The Carbon Market Challenge. Preventing Abuse Through effective Governance. Elements in Earth System Governance, Cambridge University Press, DOI: <https://doi.org/10.1017/9781009216500>
- 7) International Carbon Reduction & Offset Alliance (2023) Standard Endorsement Terms and Conditions Version 2.0, <https://icroa.org/wp-content/uploads/2024/02/Standards-Endorsement-Terms-Conditions.pdf>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 8) ICROA Code of Best Practice (2024), https://icroa.org/wp-content/uploads/2024/02/ICROA_Code_Best_Practice_v2.5.pdf, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 9) World Bank (2022) State and Trends of Carbon Pricing 2022, <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/a1abead2-de91-5992-bb7a-73d8aaaf767f>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 10) World Bank (2023) State and Trends of Carbon Pricing 2023, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/39796>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 11) Global CCS Institute (2001) Developing CCS Projects under the CDM, <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/25786/manual-developing-ccs-projects-under-cdm.pdf>
- 12) Tim Dixon *et al.* (2013) CCS projects as Kyoto Protocol CDM activities, *Energy Procedia*, 37.
- 13) UNFCCC CDM Website, https://cdm.unfccc.int/Issuance/cers_iss.html, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 14) 環境省（2013）平成 25 年度シャトルシップによる CCS を活用した二国間クレジット制度実現可能性調査委託業務報告書.
- 15) UNFCCC (2011) Draft decision -/CMP.7, Modalities and procedures for carbon dioxide

- capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities.
- 16) Global CCS Institute (2023) CCS-Article 6 & Beyond, METI-JOGMEC-IETA Joint Workshop.
 - 17) Energy Action Website, Australian Carbon Credits Units Explained: All You Need to Know, <https://energyaction.com.au/australian-carbon-credits-units/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
 - 18) Australian Government/Clean Energy Regulator (2021) Carbon Capture and Storage Method 2021 - Simple Method Guide- , User Guide for Carbon Capture and Storage Projects.
 - 19) Australia Government (2021) Carbon Credits (Carbon Farming Initiative—Carbon Capture and Storage) Methodology Determination 2021.
 - 20) Australian Government (2021) Carbon Credits (Carbon Farming Initiative—Carbon Capture and Storage) Methodology Determination 2021- EXPLANATORY STATEMENT.
 - 21) MS Energy, Moomba Carbon Capture and Storage (CCS) Project, <https://www.nsenenergybusiness.com/projects/moomba-carbon-capture-and-storage-ccs-project/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
 - 22) 資源ミライ開発 Website, CCS 関連法制度と事業環境 (カナダ), <https://mirai.jogmec.go.jp/ccs/column/01-08.html>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
 - 23) アルバータ州政府 Website, <https://www.alberta.ca/alberta-emission-offset-system#jumplinks-2>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
 - 24) Alberta Government (2015) Quantification Protocol for CO₂ Capture and Permanent Storage in Deep Saline Aquifers.
 - 25) Shell Website, https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
 - 26) 福本 勲 (2023) 欧州域内排出量取引制度 (EU-ETS) とは? 「排出量取引」の仕組みをわかりやすく解説, ビジネス+IT.
 - 27) 若林 雅代 (2023) 欧州排出量取引の制度改革 -2030 年 55%削減に向けた EU ETS の改正と ETS II の新規導入-, (一財) 電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパー(SERC Discussion Paper): SERC23003.
 - 28) Freshfields Bruckhaus Deringer (2023) Carbon Capture – The Current State of Play in the European Union.
 - 29) Hiroyasu Konno (2023) EU-ETS 指令における CCS の取扱い, Lexology, <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=227a4407-a1f8-4d29-8de1-3bacdc5fd6e>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
 - 30) 横山隆壽 (2014) CCS (二酸化炭素の回収と貯留) の現状と展望, キヤノングローバル戦略研究所.
 - 31) DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council

- il Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006.
- 32) Winrock International Website, <https://winrock.org/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 33) ACR Website, <https://acrcarbon.org/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 34) ACR (2021) Methodology for the quantification, monitoring, reporting and verification of greenhouse gas emissions reductions and removals from Carbon Capture and Storage projects, Version1.1.
- 35) ACR Website, クレジット発行済みリスト, <https://acrcarbon.org/registry/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 36) HEDGE GUIDE (2023) 民間カーボンクレジット「Verra」の特徴と認証プログラムについて解説, <https://hedge.guide/feature/verra-bc202310.html#05>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 37) Verra Website, <https://verra.org/verra-releases-updates-to-verified-carbon-standard-program/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 38) Verified Carbon Standard A Verra Standard (2023) Geological Carbon Storage(GCS) Requirement V4, <https://verra.org/wp-content/uploads/2022/12/GCS-Requirements-v4.0-FINAL.pdf>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 39) CCS+ initiative Website, <https://ccsplus.org/news/public-consultation/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 40) カーボンクレジット研究会, 参考資料 4 : カーボン・クレジット・レポートの概要, 2022 年 6 月.
- 41) Puro.earth Website, <https://puro.earth/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 42) Puro.earth (2021) , Methodology for verification and quantification of carbon removal -Geologically stored carbon., <https://puro.earth/carbon-removal-methods/>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 43) Puro.earth Website, <https://puro.earth/accelerate/worlds-first-solar-powered-direct-air-capture-100170>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 44) Climeworks Website, <https://climeworks.com/news/climeworks-delivers-third-party-verified-cdr-services>, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 45) RITE Website, https://www.rite.or.jp/iso_tc265/, (2024 年 2 月 20 日アクセス)
- 46) ISO (2017) ISO27914 Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage – Geological storage.

令和5年度 燃料安定供給対策調査等事業
(2050年カーボンニュートラルに向けたCCSの事業環境整備や
CCS行動計画等に関する調査)
調査報告書 (別冊)

米国カリフォルニア州低炭素燃料基準(Low Carbon Fuel Standard)
に関する調査

2024年3月
公益財団法人 地球環境産業技術研究機構
(RITE)

目次

はじめに	4
1. 制定・改訂の経緯	5
2. 全体の仕組み	7
3. クレジットの取得方法	10
4. CCS のクレジットへの適用、CCS Protocol 概要	18
4.1 クレジットが生成できる CCS プロジェクトの種類	18
4.2 CCS プロトコルの永久要件	19
4.3 プロジェクトによる CO ₂ 排出削減量の計算	21
4.4 “Buffer Account” への拠出と保険の付与	22
4.5 GHG 排出量削減の報告と検証	23
4.6 米国連邦規制との関係、支援制度の併用	23
4.6.1 UIC 規制との関係	24
4.6.2 IRA 税額控除との併用	25
5. 申請、検証の仕組み	27
5.1 申請概要	32
5.2 検証概要	36
5.3 申請、検証に係るガイダンス/ガイドライン/FQA	44
5.3.1 Guidance 19-07 「CCS プロジェクトの第三者審査員の審査と承認」概要	44
5.3.2 Guidance 19-01 「低炭素電力のブック&クレームによる適用方法」概要	46
5.3.3 第三者検証者の認定要件に関する FQ&A	49
5.3.4 二酸化炭素回収および隔離プロジェクトの適格性 FQ&A	54
6. クレジット取引の仕組み	57
6.1 取引事業者とプロカー	57
6.2 取引状況の報告と、取引パターン	61
6.3 Credit Clearance Market (CCM)	64
7. Capacity-Based Crediting の現状	65
7.1 水素ステーションの現状	65
7.2 水素 St ビジネスでの評価	67
7.2.1 燃料クレジット+HRI クレジット収入試算	67
7.2.2 燃料クレジット+HRI クレジット収入とステーション自立	69
7.3 充電スタンドの現状	70

8. Project-Based Crediting の現状	71
10.他州・他国への展開	75
11. 改訂提案に至る経緯	76
11.1 WS における提案「ベンチマークの自動強化案」	76
11.2 Standardized Regulatory Impact Assessment (SRIA)概要	78
11.2.1 強化案	78
11.2.2 効果	80
11.3 9/28 理事会プレゼン内容	85
12. LCFS 改定案	91
12.1 全体構成	91
12.2 主要セクション、項目の規程と改訂のポイント	93
12.2.1 ベンチマーク「§ 95484. Annual Carbon Intensity Benchmarks」の規程改訂の 内容	93
12.2.2 燃料経路クレジット計算方法「§ 95486.1. Generating and Calculating Credits and Deficits Using Fuel Pathways」規程の改訂ポイント	99
12.2.3 乗用車向け水素ステーション「§ 95486.2. Generating and Calculating Credits for ZEV Fueling Infrastructure Pathways.」規程の改訂ポイント	100
12.2.4 中重量車向け水素ステーション「§ 95486.3. Generating and Calculating Credits for ZEV Fueling Infrastructure Pathways.」規程追加のポイント	104
12.2.5 CCS 関連「§ 95490. Provisions for Fuels Produced Using Carbon Capture and Sequestration」規程改訂のポイント	110
12.2.6 ブック&クレーム関連規程の改訂	118
12.3 パブリックコメント要旨例	119
13. 関連情報	125
13.1 水素ハブへの応募と採択	125
13.1.1 DOE 水素ハブプロジェクトの概要	125
13.1.1 DOE 水素ハブプロジェクト採択結果	126
13.1.2 ARCHES(カリフォルニアの水素ハブ PJ)	130
13.2 2022 スコーピングプランでの GHG 排出削減シナリオ	134
14.まとめ	138
14.1 世界各国で検討されている低炭素水素基準値と制度	138
14.2 LCFS と各国制度の差異と考察	140

はじめに

本報告書は、水素バリューチェーン推進協議会にて調査整理した結果を基に RITE にて編集したものである。

カリフォルニア州では、輸送用燃料の WtW(Well to Wheel)での低炭素化を目指した「LCFS(Low Carbon Fuel Standard)」制度が、2009 年から運用されている。Cap(規制)&Trade(クレジット)を用いた、ZEV 規制の燃料版とも言うべきものである。

この制度では大枠としての規制(Carbon Intensity=炭素集約度目標遵守の義務化)を前提としつつ、「炭素税」のように行政が間に入るのではなく、民間同士のクレジットを売り買い(ビジネス)を CO2 削減につなげるという、広い意味で市場原理を活用した CO2 削減策ともいえる。この施策において、取引の主役は民間事業者であり。行政は規制と仕組みの舞台を設計運用する役割となる。

当初は、自動車用燃料へのバイオ燃料導入が目的であったが、何回かの見直しにより、ジェット燃料、水素、電力、製油所オペレーションや石油採掘における CO2 削減(水素利用も含む)、CCS(Carbon Capture and Storage 又は Sequestration、CO2 回収・貯留)、そして水素ステーションや充電スタンドの運営などにも適用されるようになっており、現在は目標達成状況を踏まえて目標値の強化も検討されている。

当制度は、現在、IPHE や IEA で検討が進められている水素供給における持続可能性のグローバルな認証制度、ISO で 2023 年での TS 発行を目指して準備が進められている水素の炭素集約度の評価方法、また、CCS をビジネスとして成立させるための先駆的な取り組みともいえることから、その概要を整理した。

1. 制定・改訂の経緯

2006/9/7 Assembly Bill no.32 “California Global Warming Solutions Act of 2006” 成立。

- ・ AB 32 Chapter 488 で加州の GHG 排出を、2020 年までに 1990 年レベルとするための施策と規則(規制とモニタリング)を、2008/1/1 までに制定することを CARB、CEC、California Climate Action Registry に命じた。

2007/1/18 EXECUTIVE ORDER S-01-07 州知事令発出

1. カリフォルニア州の輸送燃料の炭素強度を 2020 年までに少なくとも 10% 削減するという州全体の目標を設定すること（「2020 年目標」）。
2. 輸送用燃料の低炭素燃料基準（LCFS）がカリフォルニアで確立されること。
3. CARB は、AB 32 に従って個別の早期対策として LCFS を採用できるかどうかを決定し、そうである場合は、必要な早期対策の一つとして LCFS の採用を検討すること。

2008/12 Climate Change Scoping Plan 策定

- ・ AB32 の定めにより策定。Low Carbon Standard を、9つの早期対策の1つとして提案。
- ・ なお Scoping Plan は、2013/2017/2022 に見直し。

表 1-1 早期対策 9 項目

Discrete Early Action	Anticipated Board Consideration
Green Ports – Ship Electrification at Ports	December 2007 – Adopted
Reduction of High GWP Gases in Consumer Products	June 2008 – Adopted
SmartWay – Heavy-Duty Vehicle Greenhouse Gas Emission Reduction (Aerodynamic Efficiency)	December 2008
Reduction of Perfluorocarbons from Semiconductor Manufacturing	February 2009
Improved Landfill Gas Capture	January 2009
Reduction of HFC-134a from Do-It-Yourself Motor Vehicle Servicing	January 2009
SF ₆ Reductions from the Non-Electric Sector	January 2009
Tire Inflation Program	March 2009
Low Carbon Fuel Standard	March 2009

2009/4/23 Low Carbon Fuel Standard (LCFS)最終案承認

2010/1/12 LCFS 発効 CI 目標:2020 年 2010 年比▲10%

2011 年改訂 %削減目標から CI 値目標に変更、EER やデフォルト CI 値も見直し

2015 年再制定 2020 年以降の CI 値目標、やや強化

2018 年改訂 2020～2030 年 CI 値の年毎強化目標設定、2020 年目標はやや緩和。

”Project-Based Crediting”、”Capacity-Based Crediting”を追加

- ①”Project-Based Crediting”=低炭素化プロジェクト(例えば、CCS や再生可能水素適用による原油生産・製油所の CO2 削減や、CO2 大気直接回収による CCS など)の実行
- ②”Capacity-Based Crediting”=急速充電スタンドや水素ステーションの運営。ステーション能力から販売量を引いた分だけクレジット獲得

2019 年改訂 CI 値目標変更なし

2022 年～ 改訂を提案し検討中

- ・ 2030 年目標の強化(現行 20%減→25～30%減)、
- ・ 取引状況に合わせた目標値の自動調整ルール
- ・ 2030～2045 年目標の検討、等

2.全体の仕組み

LCFS は輸送用燃料の CI (= Carbon Intensity、gCO₂/MJ)を、2010 年実績をベースに、2030 年までに 20%減らすことを目的とした制度。

表 2-1 LCFS 年ごとの平均 CI 目標(基準値)

出典:CARB LEGAL DISCLAIMER & USER'S NOTICE

Unofficial electronic version of the Low Carbon Fuel Standard Regulation(最新規定、2020.7 公表)

Year	Average Carbon Intensity (gCO ₂ e/MJ)	Year	Average Carbon Intensity (gCO ₂ e/MJ)
2010	Reporting Only		
2011*	95.61	2021	90.74
2012	95.37	2022	89.50
2013**	97.96	2023	88.25
2014	97.96	2024	87.01
2015	97.96	2025	85.77
2016***	96.50	2026	84.52
2017	95.02	2027	83.28
2018	93.55	2028	82.04
2019****	93.23	2029	80.80
2020	91.98	2030 and subsequent years	79.55

燃料製造業者や販売業者に、製造・販売する燃料の CI を政府目標にしたがって低減することを義務付けている。なお、表 1 のうち、2011 年～2018 年までは、基準年を何回か変更している(例えば、2011 年は 2006 年実績が基準)ため、目標も上下している。

目標以上で Credits 獲得、目標以下だと Deficits 発生、3 か月ごとに報告、毎年 1/1～12/31 の期間で Credits-Deficits>0 が求められる。期限内で未達の場合は最大 1,000 \$ /tCO₂ のペナルティを課せられる。

2023Q1 までの Credits、Deficits、Bank(差分の蓄積)の実績を示す。Bank は 2016～2017 年にピークに達して、一旦は下がり始めた。これは、年毎の目標値が厳しくなって影響が現れたものと思われる。2016 年の目標値であった 96.5g/MJ が、従来の液体燃料による BAU(Business as Usual)で達成できる限界であったと考えられる。

その一方で、Bank 量は 2021 年 Q1 から上昇に転じ、現在も増加を続けている。これは、2018 年に導入された”Project-Based Crediting”、”Capacity-Based Crediting”制度等により、

各供給事業者による低炭素化対策が想定以上に進捗していることを表している。

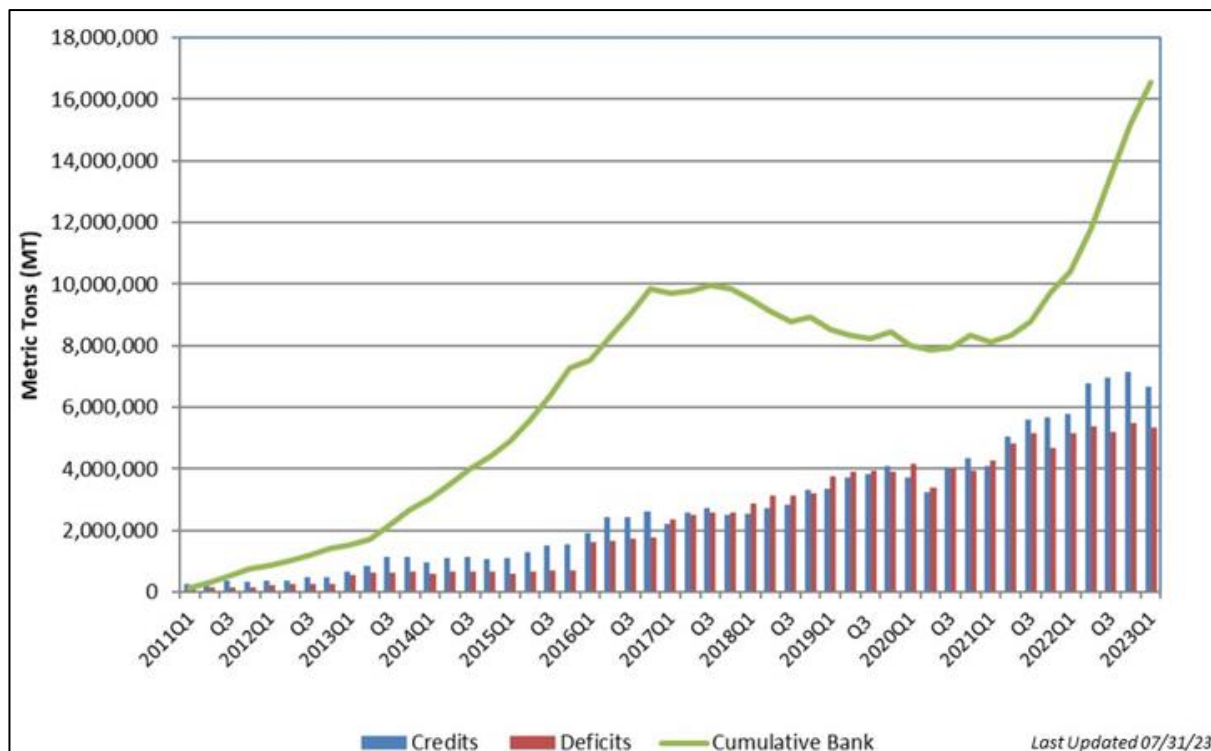


図 2-1 LCFS "Credits" "Deficits" "Bank"実績

出典:CARB <https://ww3.arb.ca.gov/fuels/lcfs/dashboard/dashboard.htm>

Credit は民間同士で売買できる（いわば CO₂ 排出権マーケット）。取引実績は、Credits/Deficits 実績とともに、は LCFS Reporting Tool and Credit Bank & Transfer System (LRT-CBTS)システムに各事業者が登録、報告する仕組みとなっている。

Low Carbon Fuel System

クレジットは、ペナルティ(1,000 \$ /t)よりも安い価格で売買されている。

取引実態を示す。価格は当初、50 \$ /CO₂ トンであったものが、徐々に上昇し、最高で 200 \$ /CO₂ トン以上まで上昇したが、その後は価格は低下し、現在は 80\$/t 程度となっている。これは、前述のように Credits 発生量が増加し、Bank 量が増えた需給バランスを反映したものと思われる。この状況を踏まえ、CARB では CI 目標値の強化や、市場動向を目標値に反映させる仕組みを検討している(後述)。

なお、価格は、これまでは CARB 公表値のみが CARB ホームページに掲載されていたが、今年度から ARGUS、OPIS と言ったエネルギー関連メディアによるデータも掲載されるようになった。エネルギー価格市場の一種として一般化されつつある証左ともいえる。

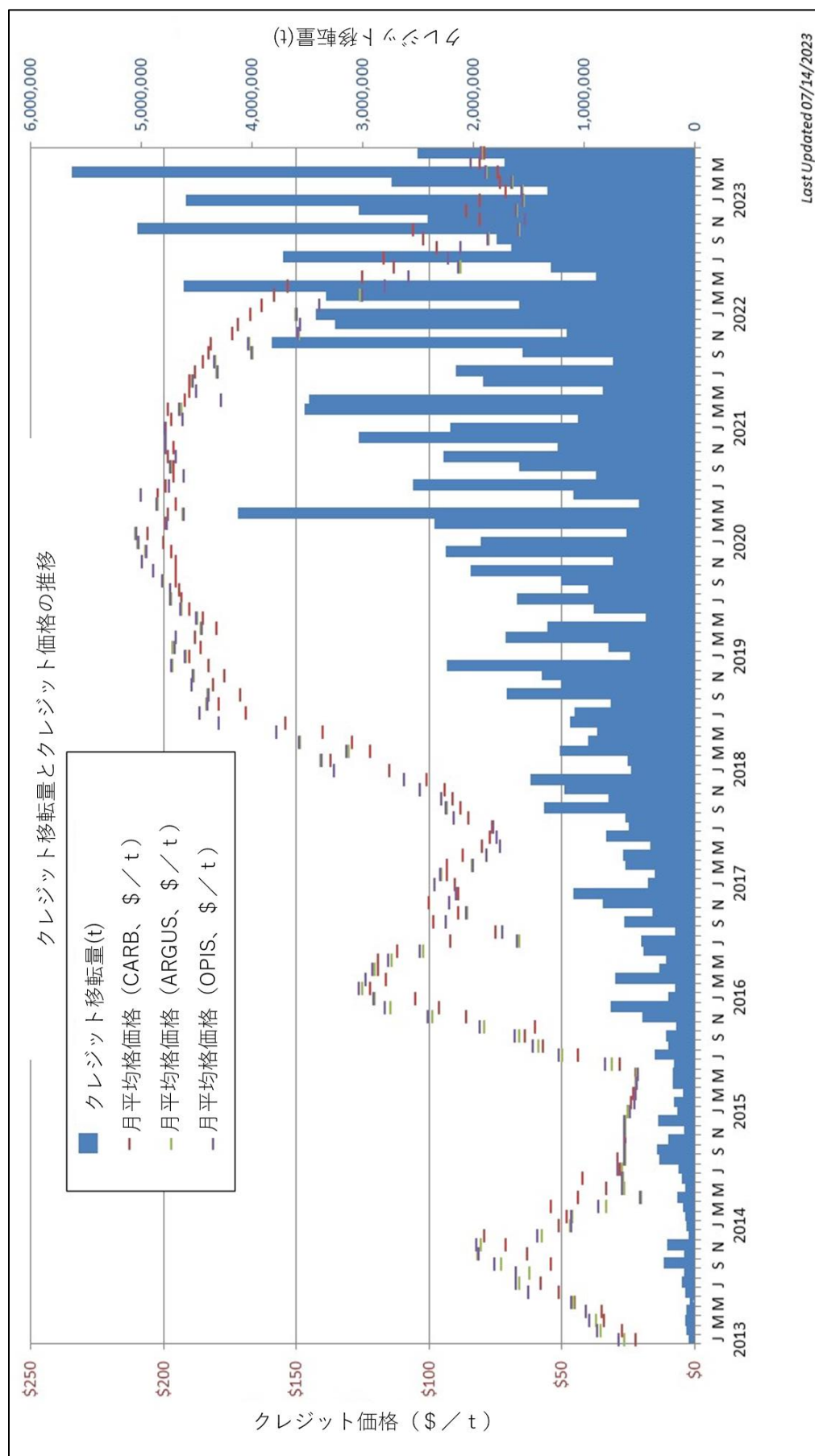


図 2-2 クレジット取引量、価格実績

出典:CARB <https://ww3.arb.ca.gov/fuels/lcfs/dashboard/dashboard.htm>

3.クレジットの取得方法

クレジットの取得方法は下記の3種類である。

- ① 輸送用低炭素燃料(例えば、バイオ燃料や再生可能電力・水素)の供給。”Fuel Pathways”
- ② 低炭素化プロジェクト(例えば、CCS や再生可能水素適用による原油生産・製油所のCO₂削減や、CO₂大気直接回収によるCCS など)の実行。”Project-Based Crediting”
- ③ 急速充電スタンドや水素ステーションの運営。ステーション能力から販売量を引いた分だけクレジット獲得”Capacity-Based Crediting”

当初は「①」だけであったが、低炭素化対策の多様化に伴い、2018年より「②」や「③」が追加された。以下に、個別に整理する。

① 低炭素輸送用燃料供給によるクレジット獲得 “Fuel Pathways”

ガソリン車、ディーゼル車、ジェット機で、毎年の基準となるCIを表に示す。この基準値を下回る燃料を供給すると、供給量に応じてクレジットが得られる。

ディーゼル車の基準値がガソリン車より高い(緩い)のは、ディーゼルエンジンの効率の高さを反映したものである。

ジェットは、2018年改訂で追加されたもので、2022年までの数値は石油起源ジェットの実際値。それ以降は「ディーゼルに合わせた」基準値となっている。

表 3-1 LCFS 用途別 CI 基準値 単位:gCO₂/MJ

	ガソリン車用	ディーゼル車用	ジェット用
2020	91.98	92.92	89.37
2021	90.74	91.66	89.37
2022	89.50	90.41	89.37
2023	88.25	89.15	←
2024	87.01	87.89	←
2025	85.77	86.64	←
2026	84.52	85.38	←
2027	83.28	84.13	←
2028	82.04	82.87	←
2029	80.80	81.62	←
2030以降	79.55	80.36	←

この基準に対する、自動車用燃料の CI デフォルト値、及び水素についての認可例を示す。
CI は、事業者が新たに低炭素燃料(経路)を開発した場合、その CI を自ら証明して CARB に
認可されることにより用いることができる。

表 3-2 LCFS 自動車用燃料の CI デフォルト/認可値例 単位:gCO2/MJ

	燃料	供給過程	CI, gCO2/MJ
デフォルト	ガソリン	100%石油起源	100.82
	軽油	100%石油起源	100.45
	天然ガス	CNG	79.81
	プロパン	100%化石資源	83.19
	エタノール	コーン	90.00
		ソルガム	95.00
		バガス、わら	55.00
		セルロース	50.00
	バイオディーゼル	廃油	45.00
		パーム以外の作物	65.00
	電力	カリフォルニア平均	93.75
		100%再生可能	0.00
		「スマートチャージ」	55.12～156.40
		天然ガス、集中改質、高圧輸送	117.67
		天然ガス、集中改質、液水輸送	150.94
		電解水素、加州平均電源	164.46
		電解水素、再生可能電力	10.51
水素		ランドフィルガス改質 液水輸送(Praxair→岩谷)	131.51
	ランドフィルガス改質 液水輸送(AirProducts→FE)	109.68	
	ランドフィルガス改質 高圧輸送(AirProducts→FE)	73.14	

電力の「スマートチャージ」とは、季節や時間帯により数値が変わるもので、夜間電力料金の CO2 版ともいえるべきものである。

認可例で、同じランドフィルガス→液水輸送でも、岩谷とファーストエレメントでは数値が異なっている。詳細は不明であるが、出荷基地→ステーション輸送距離の違いが影響していると思われる。

EV や FCV は内燃機関車より効率が高いために、燃料の CI 値に効率ファクターが加味される。例えば、同じ水素でも、内燃機関に用いた場合よりも FCV に用いたほうが多くのクレジットが得られる。詳細は後述する。

2023 年 9 月時点で認可を受けた低炭素経路数をカテゴリー別に示す。

表 3-3 認可された低炭素燃料経路(2023 年 9 月時点)

種類	認可数
代替ジェット燃料	28
バイオディーゼル	172
バイオメタン	451
電気	108
エタノール	292
水素	120
プロパン	6
再生可能ディーゼル	129
再生可能ガソリン	3
再生可能ナフサ	63
合計	1,372

<クレジットの計算式>

・計算式の概要

クレジットの計算式は、下記となる。

$$Credits_i^{XD} / Deficits_i^{XD} (MT) = (CI_{standard}^{XD} - CI_{reported}^{XD}) \times E_{displaced}^{XD} \times C$$

和訳して簡略に表現すると

$$\text{クレジットまたはデフィシット tCO}_2 = (\text{炭素強度基準値 gCO}_2/\text{MJ} - \text{供給した燃料の炭素強度 gCO}_2/\text{MJ}) \times \text{供給量 MJ} \times C$$

である。ここで

C $g \rightarrow t$ の変換係数、つまり 10^{-6} 。

XD 燃料の用途。「ガソリン車用」「ディーゼル車用」「ジェット用」の三種類

$CI_{standard}^{XD}$ 用途別の CI(炭素集約度)基準値で。毎年、基準値は強化される。
表 2 参照。例えば、ガソリン車用の場合、2020 年は $91.98 \text{gCO}_2\text{e/MJ}$ 、2030 年は $79.55 \text{gCO}_2\text{e/MJ}$ 。これを下回ればクレジット獲得、オーバーするとデフィシット、つまり誰かからクレジットを買うか、罰金($1,000 \$ / \text{CO}_2\text{t}$)を払うことになる。

$CI_{reported}^{XD}$ 供給燃料の CI(炭素強度)。製造・供給方法(Pathway)や対象車両のエネルギー効率($\text{EER} = \text{Energy Economy Ratio}$)に基づいて算出。詳細は次項。

<供給燃料の炭素強度(CI)の算出>

計算式は下記。

$$CI_{reported}^{XD} = \frac{CI_i}{EER^{XD}}$$

CI_i 燃料そのものの炭素強度 CI。製造・供給方法(Pathway)から「CA-GREET」というモデルで算出。数値例は前ページ表参照。例えば、一般的なガソリンは $100.82 \text{gCO}_2/\text{MJ}$ であるが、コーン起源のエタノールは $90.00 \text{gCO}_2/\text{MJ}$ 、セルロースエタノールは $55 \text{gCO}_2/\text{MJ}$ 。2020 年の CI 基準値が $91.98 \text{gCO}_2/\text{MJ}$ なので、コーン起源エタノール 100%でやっとクレジットが得られるレベルということになる。

EER_{XD} 適用する車両のエネルギー効率によって定める係数。

エネルギー効率の良い車両=エネルギー消費あたりの走行距離が長い車両が対象の場合、EER は大きくなり、供給燃料の CI は小さくなる。同じ燃料でも、対象とする車両により得られるクレジットは変わってくることになる。EER の値を表 4 に示す。

表 3-4 LCFS EER 設定値

軽量車・中量車用 (ガソリン代替)		重量車・オフロード車 (ディーゼル代替)		航空機 (ジェット代替)	
燃料&車両組み合わせ	EER ガソリン=1	燃料&車両組み合わせ	EER 軽油=1	燃料&車両組み合わせ	EER ジェット=1
ガソリン(E6、E10、E85等のエタノール混合も含む)&ガソリンエンジン(火花点火)車	1	軽油(バイオディーゼル混合も含む)&ディーゼルエンジン(圧縮着火)	1	代替ジェット燃料	1
CNG&火花点火エンジン車	1	CNG又はLNG&火花点火エンジン	0.9	1) eTRU=“Electric Transport Refrigeration Units ” 電力を用いた冷凍または保温輸送システム 2)eCHE=“Electric Cargo Handling Equipment ” 電動の貨物取り扱い車両 3)eOGV= “Electric Power for Ocean-going Vessel ” 電動の小型港湾内船舶	
		CNG又はLNG&圧縮着火エンジン	1		
電力&BEV、PHEV	3.4	電力&BEV、PHEVトラック・バス	5		
		電力&長距離電車	4.6		
		電力&短距離電車	3.3		
電力&電動バイク	4.4	電力&トロリーバス、ケーブルカー、路面電車	3.1		
		電力&フォークリフト	3.8		
		eTRU 1)	3.4		
		eCHE 2)	2.7		
		eOGV 3)	2.6		
水素&FCV	2.5	水素&FCバス・トラック	1.9		
		水素&FCフォークリフト	2.1		
プロパン&火花点火エンジン車	1	プロパン&圧縮着火エンジン車	0.9		

電力、水素を使った電動車は、エネルギー効率が高いので、電力や水素を供給すると多くのクレジットを獲得できることになる。例えば、水素-FCV の場合、天然ガス改質-液水輸送での発熱量あたりの CI は 150.94gCO₂/MJ と、ガソリンの発熱量あたり CI 100.82gCO₂/MJ より高いが、FCV の EER が 2.5 であるため、水素を FCV に用いた場合の CI は 150.94÷2.5=60.38gCO₂/MJ となり、2020 年では基準値 91.9gGCO₂/MJ に対して、91.98-60.38=31.6gCO₂/MJ のクレジットが得られることになる。

② 低炭素化プロジェクト実行によるクレジット取得 “Project-Based Crediting”

石油メーカー等が、製油所や原油生産で CO₂ を削減するプロジェクトを実行した場合には、それによって削減された CO₂ の分だけクレジットが取得できる。

下記の 4 カテゴリーに分かれている。

- ・ Innovative Crude Oil Application
- ・ Refinery Investment Credit Program Application
- ・ Renewable Hydrogen Refinery Credit Program Application
- ・ Direct Air Capture(DAC) Application

具体的には、下記のようなものである

- ・ 再生可能水素を脱硫に用いる
- ・ 太陽熱によるスチームを精製に用いる。
- ・ 精製に用いている、化石燃料炊きの機器を電力に置き換える
- ・ 熱交換器や熱回収による省エネ
- ・ 風力または太陽光発電を建設し、その電力を原油生産・精製に用いる。
- ・ 燃焼ガスや水素製造装置から CO₂ を回収して貯留する(CCS)
- ・ バイオガスや、再生可能ガスを熱源として用いる。
- ・ 大気から CO₂ を回収し(DAC=Direct Air Capture)、貯留する(CCS)

③ 充電スタンド、水素ステーション運営によるクレジット取得” Capacity-Based Crediting”

ZEV 用インフラ=充電スタンドや水素ステーションを設置した場合、供給能力と実際に売り上げた量の差に応じて、クレジットが取得できる。水素ステーションでの通称=「HRI(Hydrogen Refueling Infrastructure)クレジット(充電スタンドは「FCI=Fast Charging Infrastructure」)。

2018 年から新たに設定されたもので、日本の水素ステーションでは運営補助金に相当するものである(ただし、お金のやりとりはクレジット売買を通じた民間同士)。

売上と能力の差が大きいほど沢山のクレジットが得られるが、売れた量に対しては「低炭素輸送用燃料供給 “Fuel Pathways”」のクレジットがつくので、売れても売れなくてもクレジットが得られることになる。図参照。

ただし、これはあくまでクレジット取得だけであり、売上があればそこでの儲けが発生す

るので、ステーション経営としては売上があったほうが良い。2種類のクレジットの組み合わせにより、車両台数が少ない間の我慢に対する補填とともに(“Capacity-Based Crediting”)、売上を延ばすインセンティブも働く(“Fuel Pathways”)という仕組みである。

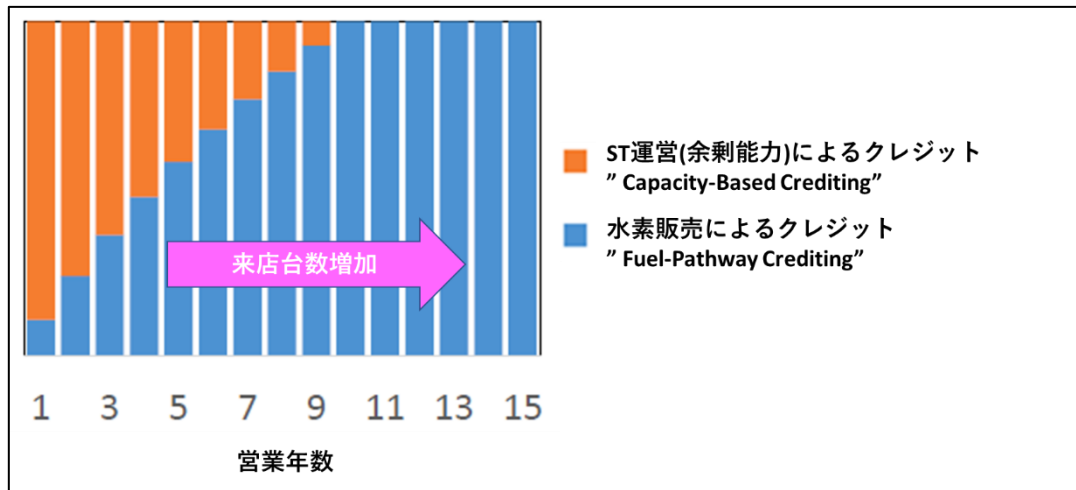


図 3-1 水素ステーションにおける 2 種類のクレジットイメージ

水素ステーションでの申請・運用の諸条件は下記の通りである。

- ・受付:2025 年 12 月 31 日まで(充電インフラも共通)
- ・再生可能水素割合:40%以上
- ・供給する水素の CI:150gCO2/MJ 以下
- ・申請能力上限:1,200kg/日
- ・認可後の開業までの期間:24 か月以内
- ・クレジット受領可能期間:認定から 15 年間
- ・認定されるのは直近四半期の Deficits 総額の 2.5%まで

表 3-5 認定上限のイメージ(2020 Q4 実績ベースの場合)

項目	クレジット	
①2020 Q4 に発生した"deficits"	4,326,382	
②2020 Q4 に発生した"deficits"の2.5%	108,160	
③HRIクレジットポテンシャル (推定)	33,712	} いずれもdeficitsの2.5%より小さいので、新規受付可能
④FCIクレジットポテンシャル (推定)	14,272	

出典： <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-zev-infrastructure-crediting>

- ・ 計算式(四半期ごとに算出)

$$Credits_{HRI} (MT) = (CI_{standard}^{XD} \times EER - CI_{HRI}) \times E_{H2} \times (Cap_{HRI} \times N \times UT - H2_{disp}) \times C$$

$CI_{standard}^{XD}$	当該年のガソリンのCI標準(目標値)、表5.2-17参照。 2020年では91.98g/MJ	UT	当該四半期中のステーション稼働 (利用可能)率
EER	FCVのEnergy Economy Ratio=2.5 表5.2-19参照	$H2_{disp}$	当該四半期中の水素販売量、kg
CI_{HRI}	水素のCI、表5.2-18参照。天然ガス改質-液水輸送で 150.94g/MJ、再生可能電力-電気分解で10.51g/MJ	N	当該四半期の日数
E_{H2}	水素のエネルギー密度=120.00MJ/kg	C	gCo2→トン換算係数=10 ⁻⁶
Cap_{HRI}	水素ステーションの供給能力、kg/日		

- ・ 収益状況の報告:

設備コスト、水素調達コスト、販売価格、メンテナンスコスト、土地借用費用、補助金収入(設備/運営)、水素販売収入、その他オペレーションコスト

- ・ 能力増強の届け出:

能力を増強した場合には、2025年12月31日までに届け出れば認可される。

但し、有効期間は、最初に届け出た時から15年のまま。延長はできない。

4. CCS のクレジットへの適用、CCS Protocol 概要

2019 年改訂で追加された。“Project-Based Crediting”では CCS 実施によるクレジット取得が認められた。

LCFS への CCS クレジット制度導入に先立ち、2018 年 8 月 13 日に、“Carbon Capture and Sequestration Protocol under the Low Carbon Fuel Standard”が制定されている。LCFS 規程「§ 95490. Provisions for Fuels Produced Using Carbon Capture and Sequestration.」もこのプロトコルに沿って定められている。

Global CCS Institute がとりまとめた解説書「The LCFS and CCS Protocol: An Overview for Policymakers and Project Developers, 24th May 2019」をもとに概要をまとめた。

なお、LCFS 規程原文での CCS に関する部分「§ 95490. Provisions for Fuels Produced Using Carbon Capture and Sequestration.」の全訳(2023 年 12 月改訂案)は 12 章で示す。

4.1 クレジットが生成できる CCS プロジェクトの種類

プロトコルに記載されている、LCFS に適用される「CCS」を示す。DAC、石油・ガス生産時の CO₂ 回収、製油所での CO₂ 回収、エタノール生産時に発生する CO₂ の回収が指定されている。貯留は、帯水層、枯渇石油・ガス田に加えて、CO₂-EOR も認められている。

	 大気直接回収 DAC	 石油、ガス生産 時の CCS	 製油所での CCS	 その他の CCS (エタノール生産等)
回収 場所	世界どこでも*	加州向けに 出荷している所	加州向けに 出荷している所	加州向けに 出荷している所
貯留場所	陸上の帯水層、枯渇した石油・ガス田、または 石油およびガスの CO ₂ -EOR			
クレジット 生成法	プロジェクト ベース	革新的石油・ガス 生産プロジェクト	製油所投資 プロジェクト	プロジェクトまたは 燃料供給Path
既存PJ対象可能 な最も早い日付	いつでも	2010以降	2016以降	いつでも
必要条件	「CCS プロトコル」で指定された要件を満たすこと			
その他条件	無し	最低限の CI または排出削減を達成すること		無し

図 4-1 クレジットが生成できる CCS プロジェクト

Direct Air Capture (「DAC」) プロジェクトは、世界中のどこでも、LCFS にオプトインすることでクレジットを生成できる。^{*}但し、2023 年 12 月提案の LCFS 見直し規程では、米国内に限定する旨が追記された。

これらのプロジェクトは、クレジットを生成するためにカリフォルニア市場に輸送用燃料を販売する必要があるため、LCFS の例外となっている。ただし、燃料に変換される直接空気回収から得られる CO₂ は、プロジェクトベースのクレジットの対象にはならない。

製油所および石油・ガス生産施設における CCS プロジェクトは、それぞれ製油所投資クレジットプログラムおよび革新的原油生産プロジェクト枠でクレジットを申請する必要がある。

これらのプロジェクトベースのクレジット制度では、最低限の閾値^{*}やプロジェクトが適格となる時点の制限など、申請者に追加の制限が課される。

^{*}最小注入深さ 800 m (2,600 フィート)、または CO₂ が超臨界状態 (>31°C および >7 MPa) で存在する圧力および温度条件に対応する深さ。

CCS を使用したエタノール生産など、他のすべてのプロジェクトには DAC プロジェクトと同様の資格要件があるが、プロジェクトベースのアプローチまたは燃料経路のアプローチに基づいてクレジットを請求できる。

製油所や石油・ガス生産施設のプロジェクトと同様に、これらのプロジェクトはカリフォルニア州外に拠点を置くことができるが、カリフォルニア市場に販売された輸送用燃料の割合に対してのみクレジットを請求できる。

4.2 CCS プロトコルの永久要件

クレジットを請求する資格を得るには、CCS 事業者はまず、隔離サイトが CO₂ を永久に貯蔵するのに適していること、およびプロジェクトの存続期間を通じて CO₂ 漏洩の残留リスクを管理するための計画と財源を備えていることを証明する必要がある。

これは、永久認証と総称される隔離サイト認証“Sequestration Site Certification”と CCS プロジェクト認証“CCS Project Certification”を申請-受理によって完了する。

永久認証を受ける資格を得るには、隔離サイトがいくつかの最低選択基準を満たしている必要がある。たとえば、サイトは予想される CO₂ の総量を受け入れるのに十分な体積、空隙率、透過性、注入率を備えていなければならない、最小注入深さは 800m または CO₂ が超臨界状態で存在する深さであること、システムに伝送障害や破損がないことが必要となる。

表 4-1 CCS 永久認証要件一覧

PJのフェーズ	要件の概要
サイトの特性評価とリスク評価	貯留サイトの地質学および流体力学特徴に関する詳細な情報と、これらの特徴を確認する方法を説明する地層試験および坑井試験計画を提出。
	注入後 100 年までの CO2 漏洩のリスクを定量化するリスク評価およびリスク管理計画を完了、完成させる。プロジェクトのリスク管理計画に高リスクが含まれている場合、そのプロジェクトは LCFS の資格を得ることはできない。
	CO2 の地中拡散域の計算モデリングは、プロトコルに従って実行する。
井戸の建設と是正措置	井戸は、許可されていないゾーン内またはゾーン間の流体の移動を防止し、適切な試験装置や改修ツールを適用し、現場の特定の場所の圧力を継続的に監視できるように構築されること。
	坑井建設計画の変更は、持続性認証が付与される前に担当官の承認を受ける。
	井戸の建設に使用されるすべての材料は、接触する可能性のある流体と適合性があり、API、ASTM International、または同等の基準を満たすかそれを上回り、プロジェクトの設計耐用年数が続くのに十分な構造強度を備えていなければならない
	現場の特性を確認し、坑井建設要件への適合性を確認し、正確なベースラインデータを取得するために、CO2 圧入を開始する前に圧入井に関するいくつかのテストを実行する必要がある（ステップ レートおよび圧力降下テストなど）。
	注入前に、オペレータは、貯蔵場所や注入場所下部からの漏洩が検知され、是正措置が必要であると判断されたすべての井戸に対して是正措置を完了し、永久認証が付与される前に、欠陥のある井戸にどのように是正措置が適用されたかを示す報告書を提出する。
運用	注入圧力は、管理担当官の承認がある場合を除き、隔離ゾーンの破壊圧力の 80% を超えてはならない
	注入による閉じ込めシステムの亀裂、注入CO2や地層流体の貯留域外への移動、重大な誘発地震リスクの許容範囲以上の増大、が発生してはならない。
	井戸の機械的完全性は、メンテナンス時を除いて常に維持されること。機械的完全性の損失または漏れの疑いがある場合、オペレーターは緊急計画を実行する必要がある。影響を受けた坑井への圧入を直ちに中止し、CO2 漏洩があったかどうかを判断するためにあらゆる合理的な措置を講じ、24 時間以内に管理担当官に通知し、圧入を再開する前に機械的完全性を回復および証明しなければならない。
テストとモニタリング	井戸の定期メンテナンスは少なくとも 6 か月ごとに実施する。
	CCS プロジェクト運営者は、CCS プロジェクトが認定どおりに運営され、注入された CO2 が永久に隔離されていることを確認するために、テストと監視の計画を作成、維持、遵守する。モニタリングは注入後少なくとも 100 年間継続する。
	注入速度と注入量、坑口と坑井の圧力は、井戸の稼働中、継続的に維持する。
	CO2 貯留域は少なくとも 5 年ごとに再評価および再検証し、貯留域が貯蔵施設内にあることを確認する
	坑井の内部の機械的完全性は、注入前とその後少なくとも 5 年ごとに検査する。 外部の機械的完全性は、注入開始後 3 か月以内に検査し、その後は毎年検査する。
井戸の閉栓と廃棄	井戸の材料は少なくとも 5 年に 1 回腐食検査を行う。
	坑口、バルブ、パイプライン、地上設備は少なくとも年に一度検査する。
	CCS プロジェクトの運営者は、CCS プロジェクトに関連するすべての注入井、生産井、監視井を塞ぐ計画を準備、維持し、遵守する。
注入後のケアとサイトの閉鎖	事業者は、井戸の封鎖、改造、または放棄の少なくとも30日前に管理担当官に通知する。封鎖を完了するには、事前に書面による承認を得る。
	井戸の栓をしてから60日以内に、オペレータは使用した封鎖方法と井戸に漏れがないことが確認されたことを証明するレポートを提出する。
	すべての注入作業が完了したら、プロジェクト運営者は提出済みの注入後の部位ケアおよびサイト閉鎖計画に従う。
	すべての注入井と生産井は注入完了後 24 か月以内に栓をする。 モニタリング井は、注入後の部位のケア期間中開いたままにしてもよい。
	注入後 15 年以内に、事業者は CO2貯留域が安定したことを証明する証拠を CARB に提出することができる。承認されれば、残りの開いている井戸をすべて栓をして放棄することができる（安全かつ永久に密閉。その後、オペレーターは漏れ検出計画を実行する。
注入後のケアとサイトの閉鎖	サイトの閉鎖は注入完了後早くとも100 年後。承認されると、オペレーターは注入後のサイト監視の義務から解放される。

永久認証を取得して維持するには、プロジェクトは最小限のサイト選択基準に加えて、プロジェクトの存続期間全体を通じて一連の広範な要件も満たさなければならない。これには、変更/保守と、その報告が含まれる。

さらに、貯留施設内に滞留する CO₂ の割合が圧入後 100 年間で 99%を超える可能性が非常に高い（発生確率が 90%を超える）サイトのみが、LCFS に基づいてクレジットを生成する資格を得ることができる。

プロジェクト全体を通じた計画を立て、指定された基準に従って井戸を建設し、現場の機械的完全性を維持し、漏れがないことを確認するためのテストと監視を実施、漏れを防ぐ対策を講じたうえで、注入後少なくとも 100 年は現場を監視する。これらの要件はサイトが閉鎖され、オペレーターが監視義務から解放されるまで存続する。

永久認証の申請は捕集・保管事業者が共同で提出する必要があり、提出前に CARB 承認の第三者による検証を受ける必要がある。

第三者の専門家(地質学者等)は、隔離サイト認証の一部として提出されたデータが真実、正確かつ完全であること、およびサイトベースのリスク評価で特定されたリスクが緊急時および是正対応計画で、十分に監視または是正されていることを認証する。第三者は、CCS プロジェクト認定に基づいて提出された情報が十分に堅牢であること、および専門的判断において CCS プロジェクトが CCS プロトコルの永続性要件を満たすことができることを証明する。

4.3 プロジェクトによる CO₂ 排出削減量の計算

CCS プロジェクトによる年間 GHG 排出削減量は、その年に注入される CO₂ 相当量（「CO₂e」）から CO₂ の回収、輸送、注入のプロセスに関連する GHG 排出量を差し引くことによって計算する。

CCS プロトコルでは、GHG 排出には以下が含まれる。二酸化炭素（「CO₂」）、メタン（「CH₄」）、亜酸化窒素（「N₂O」）、揮発性有機化合物（「VOC」）、一酸化炭素（「CO」）。プロジェクトからの排出量の計算には、直接排出量と間接排出量の両方が含まれる。

GHG 排出削減量 = 注入された CO₂ - プロジェクトの GHG 排出量

回収に伴う
GHG

CO₂の回収、脱水、圧縮による GHG排出量には以下が含まれる。
・定置型機器での燃料燃焼、及び付随する機器負荷からの排出
・二酸化炭素回収に使用される電気、蒸気、燃料に付随する間接GHG排出
・二酸化炭素回収に使用される化学物質に付随する間接GHG排出

+

輸送に伴う
GHG

CO₂輸送による GHG 排出量には以下が含まれる。
・CO₂輸送に使用される設備での燃料燃焼
・CO₂輸送に使用される電力と燃料に付随する間接GHG排出

+

注入に伴う
GHG

CO₂注入に伴うGHG 排出量には以下が含まれる。
・CO₂の注入とリサイクルに使用される定置型装置での燃料燃焼
・購入した電気、蒸気、燃料に付随する間接GHG排出
・CO₂ベント、地上装置または貯蔵からの逃散 CO₂
・生産された水、天然ガス、石油に混入した CO₂ (EOR のみ)
・CO₂をサイト外の別のプロジェクトに移動 (EOR のみ)

+

土地利用変
化に伴う
GHG

新しいパイプラインの設置および新しいCO₂圧入場の建設に伴う土地利用の変化によるGHG排出量

図 4-2 CCS による GHG 排出削減量の計算

4.4 “Buffer Account”への拠出と保険の付与

CCS プロジェクトは、生成したクレジットの 8 ～16.4%をバッファアカウントに拠出する必要がある。

金額は、さまざまな種類のリスクとプロジェクト固有の状況に関連する CO₂ 漏洩の可能性に基づいたプロジェクトのリスク評価によって異なる。これらのリスクには、企業の財務リスク、世界的な位置に関するプロジェクトの社会的リスク、地質学的特徴に関するサイトの品質、施設の管理および CCS プロジェクト井戸の完全性が含まれる。

プロジェクト運営者はリスク評価を実施し、これをバッファアカウントへの拠出とともに CARB に報告する。

バッファアカウントは、LCFS の環境保全性を維持するために、発行されたクレジットが CO₂ の漏洩により有効でなくなった場合に引き出せる準備金を提供する。

CCS プロジェクトによって生成されたクレジットは、CO₂ が貯蔵施設の外に移動したり、大気中に放出されたりした場合、無効になる可能性がある。注入後最大 50 年間、無効になったクレジットは、クレジットが発行されたときに CCS プロジェクトによって行われ

たバッファアカウントへの拠出金から最初に差し引かれる。漏洩量がバッファアカウントに拠出されたクレジット数より大きい場合、プロジェクトオペレータは、追加のクレジットを購入するか、全員が拠出したクレジットを使用して、未払い残高をカバーするのに十分なクレジットを購入する必要がある。

CO₂ は、保管場所に少なくとも 100 年間留まると、永久に保管されると見なされる。100 年の仮定は、IPCC のガイダンスおよび森林オフセットプロトコルなどの他の隔離プロジェクトと一致したものである。

アカウントへの拠出に加えて、プロジェクトの存続期間を通じて、CCS プロジェクト運営者は、CO₂ 漏洩による公衆衛生と環境への潜在的危険に対処するための補償を提供する十分な保険を付与しなければならない。

具体的には、これらの保険は、是正措置の実施、井戸の封鎖、注入部位のケアと閉鎖、緊急時および是正対応と、それを実施するために第三者を雇うコストをカバーするのに十分なものでなければならない。これは例えば、サイト閉鎖が認められる前に運営者が存在しなくなった場合の、将来のプロジェクト費用をカバーすることになる。

4.5 GHG 排出量削減の報告と検証

CCS オペレーターは、プロジェクトの存続期間を通じて四半期または年次報告書を提出する。レポートには、注入率と注入量、CO ストリームの分析、および GHG 排出削減量を計算するためのすべての測定値に関する情報が含む。データは、レポート期間終了後 45 日以内に LRT-CBTS データ管理ポータルにアップロードし、プロジェクトレポートは報告対象期間終了後 3 か月以内に提出する。また、暦年の終わってから 4 か月以内に年次コンプライアンス報告書を提出する。

すべてのレポートは、認定検証機関によって検証される。検証機関は、すべての計画、評価、および報告書をレビューして、CC プロトコルおよび LCFS 規制の要件を満たしていることを確認し、その結果を検証報告書にまとめる。検証報告書は、報告対象期間終了後 8 か月以内に提出する。

4.6 米国連邦規制との関係、支援制度の併用

Global CCS Institute がとりまとめた解説書「The LCFS and CCS Protocol: An Overview for Policymakers and Project Developers」での連邦規制(UIC)、支援制度(IRA 45Q TAX Credits)との関係性の解説、考察を紹介する。

4.6.1 UIC 規制との関係

CO₂ を地下に注入する米国内のすべてのプロジェクトは、Underground Injection Control 「UIC」 プログラムに従って許可を申請し、取得する必要がある。従って、LCFS クレジットを申請するプロジェクトは、UIC プログラムの要件も満たさなければならないが、CCS プロトコルは UIC 規則よりも厳しい要件となっている。

本質的な差異としては、UIC 規制ではリスクが飲料水への影響のみであるのに対し、CCS プロトコルは、更に広義の環境・公衆衛生への影響が特定されている。

その他の部分で、UIC クラスⅣ井戸(貯留専用)の要件は、カリフォルニアの CCS プロトコルの要件とほぼ同じであるが、EOR 用のクラスⅡ井戸は開放型であるためカリフォルニアの CCS プロトコルでは、より細かい条件が課せられている。

また、クラスⅣも、UIC での現場監視期間は 50 年に対して、CCS プロトコルでは 100 年と、より厳しい要件となっている。Global CCS Institute による差異分析の一覧を示す。

表 4-2 UIC 規制との差異分析

プロジェクト段階	CLASS II(EORのためのCO ₂ 圧入)との差異	CLASS IV(貯留のためのCO ₂ 圧入)との差異
認可 Permitting	同様の情報を提供する必要があるが、要件はプロトコルほど規範的ではなく、提供する情報に多少の差異が生じる可能性がある。	CCSプロトコルに必要な情報と同様の範囲
井戸の建設と是正措置 Well construction and corrective action	CCSプロトコルと同様の要件	CCSプロトコルと同様の要件
圧入 Operation	運転中の注入圧力は破壊圧力の 80% を超えないこと=CCSプロトコルと同じ。但し、緊急時に必要な行動については言及されていない。	運転中の注入圧力は破壊圧力の 80%ではなく 90% を超えないこと。緊急時にとるべき行動は CCSプロトコルと同じ。
テストとモニタリング Testing and monitoring	注入圧力と流量の観察は、CCS プロトコルよりも頻度が低く、テストやモニタリング計画は必要なし。	CCSプロトコルと同様の要件
封印と放棄 Plugging and abandonment	放棄する前にすべての井戸に栓をする必要があるが、報告されるプロセスと情報はあまり詳細ではない。	CCSプロトコルと同様の要件
圧入後のケアと閉鎖 Post-injection site care and closure	クラスⅡ井戸には、注入後のサイトケアに関する特定の義務はない。	注入後の部位ケアの責任は同様。但し、ケア期間が CCS プロトコルで指定されている 100 年ではなく 50 年 (EPA の裁量による) である点が異なる。
保険と財務管理 Insurance and financial mechanisms	財務メカニズムに関するテキストは似ているが、メカニズムによってカバーされるコストに関する用語が異なり、解釈の余地がある可能性がある。さらに、このメカニズムは、CCS プロトコルで指定されている 環境や公衆衛生ではなく、飲料水資源の危機に伴うコストのみ をカバーしている。	財務メカニズムに関する本文は同一であるが、メカニズムがカバーする必要があるのは 飲料水資源の危機に伴うコストのみ であり、CCS プロトコルで指定されている広義の 環境と公衆衛生はカバーしない 。
報告 Reporting	CCSプロトコルと同様の要件 (サブパート RR に基づいて報告する場合)	CCSプロトコルと同様の要件

4.6.2 IRA 税額控除との併用

CCR プロジェクトは、LCFS クレジットと IRA の 45Q 税額控除との組み合わせ、積み上げが可能となる場合がある。

45Q 税額控除は、2008 年の Energy Improvement and Extension Act に基づいて導入され、2018 年の超党派予算法 Bipartisan Budget Act に基づいて改正された。

これは、CO₂-EOR を含め、貯蔵または利用される CO₂ トンごとに回収事業者にクレジットを提供し、回収事業者の納税義務を軽減するもの。

回収事業者の納税義務が受け取った税額控除の額よりも少ない場合、回収事業者は税額控除を貯留事業者に譲渡するか、税額控除市場で売却することができる。LCFS クレジットの価格が市場の需要と供給に基づいて日々変動するのとは対照的に、45Q 税額控除の価格は事前に固定される。

2018 年の改訂に基づき、専用の地層貯留に貯蔵され、利用目的で注入された CO₂ に対する税額控除の額は、2019 年のそれぞれ 31\$/tCO₂ と 19\$/tCO₂ から、それぞれ 50\$/tCO₂ と 35\$/tCO₂ まで直線的に上昇する。その後、表に示すように、税額控除はインフレに伴って増加する。

表 4-3 45Q 税額控除

単位:\$/tCO ₂									
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2026以降
CO ₂ 貯留専用CCS	31	34	36	39	42	45	47	50	インフレに 連動
CO ₂ -EOR	19	22	24	26	28	31	33	35	
その他のCO ₂ 利用	19	22	24	26	28	31	33	35	

45Q 税額控除制度は、Internal Revenue Code に規定されている最低資格要件を満たしている限り、発電所、工業プラント、DAC 施設に利用可能。控除をうける、2024 年 1 月 1 日までに新しいプロジェクトを建設開始し、CO₂ の年間最低回収基準を満たす必要がある。

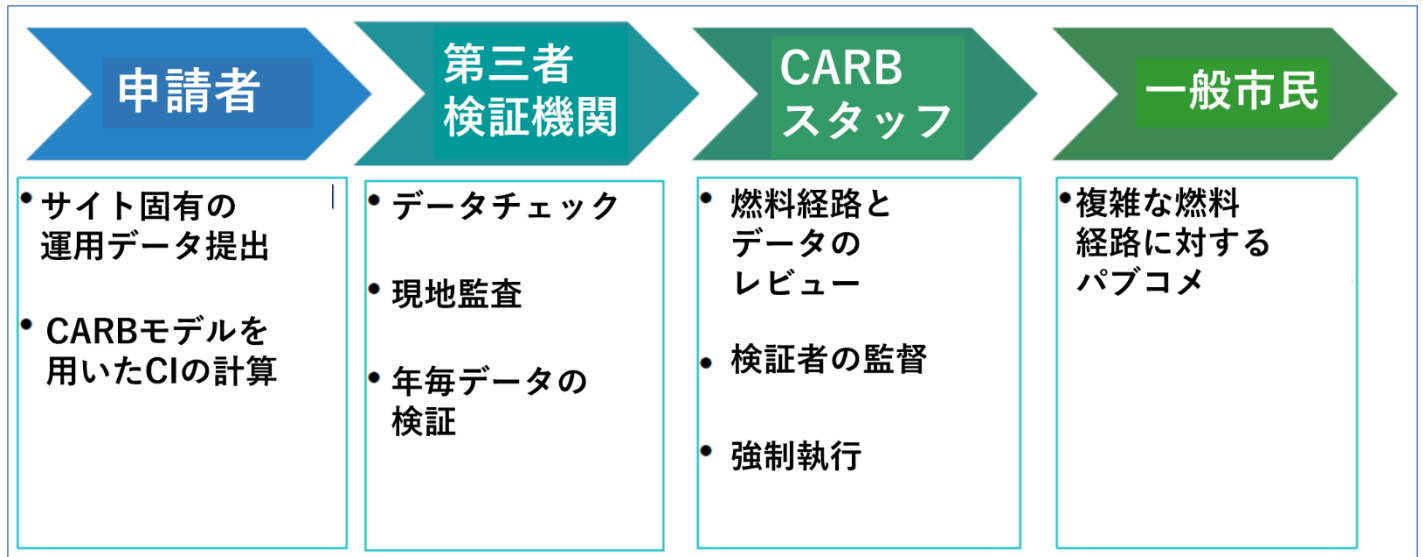
45Q と LCFS の資格要件を比較して表に示す。必ずしも、全ての事業者が 45Q 税額控除と LCFS 控除の両方を請求できるわけではない。

表 4-4 LCFS クレジットと 45Q 税額控除の要件比較

GEOGRAPHIC SCOPE 地理的範囲	隔離場所が陸上であり、カリフォルニアで販売される燃料を輸送する場合、世界中のあらゆる場所（DAC プロジェクトを除く）	米国内
TYPES OF CCS PROJECT CCSプロジェクトタイプ	CO2を回収して専用のサイトに貯蔵、またはCO2-EORに使用する、燃料生産施設または直接空気回収施設	専用のサイトに CO2 を貯蔵、CO2-EOR、またはその他の利用目的に CO2 を使用する、産業用施設または直接空気回収施設
MINIMUM PROJECT SIZE 最小プロジェクトサイズ	最小サイズを満たす必要がある革新的原油生産プロジェクトを除く、全てのプロジェクトサイズ	発電500,000、産業用および直接空気回収プラント 100,000、産業用パイロットプラント 25,000t以上
EMISSIONS COVERED 対象排出物	二酸化炭素、メタン、亜酸化窒素、揮発性有機化合物、一酸化炭素	二酸化炭素、一酸化炭素
QUALIFICATION PERIOD RESTRICTIONS 資格期限の制限	無し	2024年1月1日以前に着工した施設のみが対象
CREDIT GENERATION DURATION クレジット創出期間	注入している期間	12年
CREDIT BUFFER & INVALIDATION クレジットバッファと無効化	オペレーターは、生成されたクレジットの 8% ～ 16.4% をバッファアークアウントに供託し、注入後50 年間に漏洩が発生した場合はクレジットを廃棄。	漏洩発生時の扱いについて検討中
PERMANENCE REQUIREMENTS 永続性の要求	LCFS に基づく永久認証の取得と維持を通じて証明	要求事項を検討中

5.申請、検証の仕組み

申請(Application)、検証(Verification)での役割と年間スケジュールを示す。





手続きに際しての各種のガイダンス、ガイドライン、FQ&A が整備されている。2023 年 11 月時点での一覧を示す。なお、色背景のガイダンスと FQ&A は、概要を後述する。

表 5-1 ガイダンス一覧

1	LCFS Guidance 22-02 (March 25, 2022; updated June 28,	Carbon Intensity and Credit Adjustments Associated with 2020 Annual Fuel Pathway Reports 2020 年の燃料経路"Fuel Pathway"年次報告書に関連した炭素集約度とクレジットの調整方法
2	LCFS Guidance 22-01 (Revised) (March 21, 2023)	General reporting guidance for the 2022 Annual Reports. 2022 年の年次報告書の一般的なガイダンス。
3	LCFS Guidance 20-06 (July 2020)	Crude Oil Innovative Method Application-Solar or Wind Generated Electricity 革新的原油生産" Crude Oil Innovative Method"による適用 - 太陽光発電または風力発電
4	Draft LCFS Guidance 20-05 (April 2020)	Redaction of Confidential Business Information ビジネス機密情報の取扱い
5	LCFS Guidance 20-04 (Revised September 2020)	Requesting EER-Adjusted Carbon Intensity Using a Tier 2 Pathway Application Tier 2 経路アプリケーションを適用した EER 調整炭素強度の申請方法
6	LCFS Guidance 20-03 (January 2022)	Electricity Credit Proceeds Spending Requirements 電力クレジットの収益支出要件 Supplemental Information Reporting Template (March 2022) 補足情報報告テンプレート (2022 年 3 月)
7	LCFS Guidance 20-02 (February 2020)	Joint Applicants for Fuel Pathway Applications 燃料経路"Fuel Pathway"の共同出願
8	LCFS Guidance 20-01 (February 2020)	Fuel Production Facility and Intermediate Facility Registration in the Alternative Fuels Portal 代替燃料ポータルへの燃料生産施設および中間施設の登録
9	LCFS Guidance 19-09 (December 2019)	Quarterly Fuel Transactions Reporting Requirements for Transitioning Liquid Fuel Pathways from CA-GREET2.0 to CA GREET3.0 液体燃料経路" Liquid Fuel Pathways "を CA-GREET2.0 から CA GREET3.0 移行の際の四半期報告 Legacy and New FPC Crosswalk Table (January 10, 2020) 従来の FPC(Fuel Pathway Code) テーブルから新しい FPC への移行テーブル (2020 年 1 月 10 日)

10	LCFS Guidance 19-08 (July 2019)	Fuel Pathway Allocation for Produced Fuel and Quarterly Fuel Transactions Reporting 生産燃料の燃料経路"Fuel Pathway"アロケーションおよび四半期ごとの取引報告
11	LCFS Guidance 19-07 (Revised December 2019)	CARB Review and Approval of Third Party Reviewers for CCS Projects CARB による CCS プロジェクトの第三者審査員の審査と承認
12	LCFS Guidance 19-06 (Revised October 2019)	Determining Carbon Intensity of Dairy and Swine Manure Biogas to Electricity Pathways 家畜糞尿バイオガスから電力経路への炭素集約度の決定方法
13	LCFS Guidance 19-05 (Revised October 2019)	Reporting and Recordkeeping for Natural Gas and Book-and-Claim Accounting for Biomethane バイオメタン算入のための天然ガスのブック&クレームの報告
14	LCFS Guidance 19-04 (Revised September 2022)	Fueling Supply Equipment Registration 給油設備の登録 eCHE_eOGV_eTRU_Forklift_Equipment_Detail Template (May 17, 2019) eCHE" Cargo Handling Equipment"荷役機器、eOGV"Ocean-Going Vessels"船舶、eTRU"Transportation Refrigeration Unit"系統設備、フォークリフト詳細テンプレート (2019 年 5 月 17 日) EDU、VIN_Submission_Non-metered_Incremental_Credit Template (May 17, 2019) EDU"Electrical Distribution Utility"、VIN"Vehicle Identification Number"従量制クレジットテンプレート (2019 年 5 月 17 日) LCFS_FSE_Registration Template (March 25, 2021) 給油設備登録テンプレート (2021 年 3 月 25 日)
15	LCFS Guidance 19-03 (Revised June 2019)	Reporting for Incremental Credits for Residential EV Charging 住宅での EV 充電の増分クレジットの報告 LCFS Registered FSE for Non-Residential EV Charging LCFS Registered FSE for Non-Residential EV Charging (November 9, 2023 – next update before February 5, 2024) 非住宅 EV 充電設備の LCFS 登録 (2023 年 11 月 9 日 – 次回更新は 2024 年 2 月 5 日まで)
16	LCFS Guidance 19-02 (Revised December 2019)	Cost and Revenue Reporting for Infrastructure Pathways インフラストラクチャ経路"Infrastructure Pathways"のコストと収益の報告 Hydrogen Refueling Infrastructure Cost and Revenue Reporting Template (December 2019) 水素供給インフラのコストと収益報告 テンプレート (2019 年 12 月) DC Fast Charging Infrastructure Cost and Revenue Reporting Template (September 2022) DC 急速充電インフラのコストと収益報告テンプレート (2022 年 9 月)
17	LCFS Guidance 19-01 (Revised October 2023)	Book-and-Claim Accounting for Low-CI Electricity LCFS ガイダンス 19-01 (2023 年 10 月改訂、低 CI 電力のブック&クレーム)
18	Draft Regulatory Guidance 17-02 (April 2017)	Methodology for Determining Electricity Consumption of Electric Forklifts 電動フォークリフトの電力消費量決定方法 Electric Forklift EDU and Population Reporting Template (June 2022) 電動フォークリフトの EDU"Electrical Distribution Utility" および数量報告テンプレート (2022 年 6 月)
19	Regulatory Guidance 16-03 (May 2016)	Guidance on Exemption for Fuel Used in Interstate Locomotives 州をまたぐ鉄道で使用する燃料の免除に関するガイダンス
20	Air Quality Guidance for Siting Biorefineries (November 28, 2011)	バイオリファイナリーの立地に関する大気質ガイダンス (2011 年 11 月 28 日)
21	LCFS Reporting Tool and Credit Tracking (LRT-CBTS) System and Alternative Fuel Portal (AFP) LCFS 報告およびクレジットトラッキング システム(LRT-CBTS)および代替燃料ポータル (AFP)	
22	Substitute Pathways and Default Blend Levels for LCFS Reporting for Specific Fuel Transaction Types 特定の燃料取引におけるLCFS報告での代替経路とデフォルト混合レベル	

表 5-2 ユーザーガイド一覧

1	Application Instructions for Smart Charging Lookup Table Pathway (October 18, 2019) スマート充電ルックアップ テーブル パスウェイの適用手順 (2019 年 10 月 18 日)
2	Application Instructions for Hydrogen Refueling Infrastructure Pathway (updated August 21, 2020) 水素燃料補給インフラパスウェイの申請手順 (2020 年 8 月 21 日更新) HRI Application Template (February 11, 2019) HRI 申請テンプレート (2019 年 2 月 11 日)
3	Application Instructions for Direct Current Fast Charging Infrastructure Pathway (updated August 21, 2020) 直流急速充電インフラパスウェイの申請手順 (2020 年 8 月 21 日更新) New FCI Application Template (March 3, 2023): Please see section 4 (page 10) in the above instructions to learn how to submit the application 新しい FCI 申請テンプレート (2023 年 3 月 3 日) : 申請の提出方法については、上記の手順のセクション 4 (10 ページ) を参照
4	LRT-CBTS User Guide has been updated for LRT-CBTS ユーザーガイドは以下について更新 Registration (chapter 2) (March 2019) 登録 (第 2 章) (2019 年 3 月) Credit Transfers (chapter 5) (March 2019) 単位振替 (第 5 章) (2019 年 3 月) FSE Registration (Appendix C) (June 2019) FSE 登録 (付録 C) (2019 年 6 月)
5	AFP User Guide (April 2022) AFP ユーザーガイド (2022 年 4 月)
6	LRT Verification User Guide (Updated February 24, 2023) LRT 検証ユーザーガイド (2023 年 2 月 24 日更新)
7	LCFS Verification On-Line Tool User Guide (May 2022) LCFS 検証オンライン ツール ユーザー ガイド (2022 年 5 月)

表 5-3 FQ&A 一覧

1	Reporting Requirement for School Buses (November 29, 2021)
	スクールバスの報告義務 (2021 年 11 月 29 日)
2	Methodology for non-metered base credits (February 13, 2023) with (VIN decoder and data updated October 31, 2023)
	非従量制基本クレジットの方法論 (2023 年 2 月 13 日) (VIN デコーダーとデータは 2023 年 10 月 31 日に更新)
3	Zero Emission Vehicle Infrastructure Crediting Overview (August 19, 2021)
	ゼロエミッション車両インフラクレジットの概要 (2021 年 8 月 19 日)
4	Methodology for Electric Forklift Charging Claimed by Electrical Distribution Utilities (September 20, 2021)
	配電事業者が申請する電動フォークリフトの充電方法 (2021 年 9 月 20 日)
5	Annual Reporting and Verification (May 26, 2021)
	年次報告と検証 (2021 年 5 月 26 日)
6	Credit Generation for Reduction of Methane Emissions from Manure Management Operations (Revised September 2020)
	肥料管理業務からのメタン排出削減のためのクレジット申請 (2020 年 9 月改訂)
7	Reporting Type 3 Credit Transfer in the LCFS Reporting and Credit Banking and Transfer System (LRT-CBTS) (September 2020)
	LRT-CBTSにおけるタイプ 3 のクレジット転送のレポート (2020 年 9 月)
8	Effective Date for LCFS 2019 Amendments (Revised April 2020)
	LCFS 2019 修正の発効日 (2020 年 4 月改訂)
9	Accreditation Requirements for Third-Party Verifiers for LCFS (September 2019) LCFS の第三者検証者の認定要件 (2019 年 9 月)
10	Carbon Capture and Sequestration Project Eligibility (Updated October 2022) 二酸化炭素回収および隔離プロジェクトの適格性 (2022 年 10 月更新)
11	Eligibility of Electric Cargo Handling Equipment (CHE) for LCFS Credit Generation (May 2019)
	LCFS クレジット生成のための電動荷役機器(CHE) の適格性 (2019 年 5 月)

5.1 申請概要

“Fuel Pathway”等の適用するクレジット取得方法の申請は基本的には自己申告したものを CARB が審査して認定する。申請に用いる CI(炭素集約度、Well to TankWheel)は、ルックアップテーブルに記載されているデフォルト値を用いるか、CARB が作成した Calculator “ca-greet”を用いて計算し、CARB 申請、第三者検証者と CARB のチェックの後、パブコメを経て認可となる。Calculator のベースとなっているのは、ANL の Greet モデルである。

表 5-4 ルックアップテーブルの例:代表的な水素 Pathway の CI デフォルト値

Pathway Code	Pathway説明	炭素集約度	
		gCO2/MJ(原典)	kgCO2/kgH2(換算)
HYF	北米の天然ガスから、集中型改質設備で製造した高圧水素(カリフォルニア内で圧縮)	117.67	14.31
HYFL	北米の天然ガスから、集中型改質設備で製造した液化水素(カリフォルニア内で液化)	150.94	18.36
HYB	北米のランドフィルガス～バイオメタンから、集中型改質設備で製造した高圧水素(カリフォルニア内で圧縮)	99.48	12.10
HYBL	北米のランドフィルガス～バイオメタンから、集中型改質設備で製造した液化水素(カリフォルニア内で液化)	129.09	15.70
HYEG	カリフォルニア平均電力電解で製造した高圧水素(カリフォルニア内で圧縮)	164.46	20.00
HYER	太陽光または風力電解で製造した高圧水素(カリフォルニア内で圧縮)	10.51	1.28

表 5-5 代表的な水素 Pathway の工程詳細

Fuel Pathway Code:	HYF	HYFL	HYB	HYBL	HYEG	HYER
Process:	NG to Gaseous H ₂ from SMR	NG to Liquid H ₂ from SMR	Biomethane to Gaseous H ₂ from SMR	Biomethane to Liquid H ₂ from SMR	Gaseous H ₂ from electrolysis (grid electricity)	Gaseous H ₂ from electrolysis (wind/solar electricity)
Feedstock Types:	Fossil NG	Fossil NG	Biomethane from Landfills	Biomethane from Landfills	Water	Water
Feedstock Transport:	Pipeline	Pipeline	Pipeline	Pipeline	Water delivery infrastructure	Water delivery infrastructure
Process Fuel:	NG and Grid Electricity	NG and Grid Electricity	RNG and Grid Electricity	RNG and Grid Electricity	Grid Electricity	Wind or Solar Electricity *
Fuel Type:	Compressed gaseous H ₂	Liquid H ₂	Compressed gaseous H ₂	Liquid H ₂	Compressed gaseous H ₂	Compressed gaseous H ₂
Fuel Transport Mode	Tube Trailer (assumes 0.4 ton capacity)	Tanker Trailer (assumes 4 ton capacity)	Tube Trailer (assumes 0.4 ton capacity)	Tanker Trailer (assumes 4 ton capacity)	N/A	N/A
Regasification and Compression: ²⁶	N/A	Yes	N/A	Yes	N/A	N/A

* Pathway HYER assumes California average grid electricity is used at the refueling station for compression and dispensing. Electrolyzer load is met by zero-CI wind or solar energy.

Fuel Pathway Code:	HYF	HYFL	HYB	HYBL	HYEG	HYER
Process Description:	NG to Gaseous H ₂ from SMR	NG to Liquid H ₂ from SMR	Biomethane to Gaseous H ₂ from SMR	Biomethane to Liquid H ₂ from SMR	Gaseous H ₂ from electrolysis (grid electricity)	Gaseous H ₂ from electrolysis (wind/solar electricity)
NG Recovery	6.07	6.07				
NG Processing	3.31	3.31				
NG or RNG Transport	5.50	5.50	9.47	9.47		
LFG Recovery			0.79	0.79		
LFG Processing			42.74	42.74		
H₂ Production	20.46	21.79	20.46	21.79	153.95	0
H₂ Production Non-Combustion	64.09	68.26	7.78	8.29		
Liquefaction		45.28		45.28		
H₂ Transport	7.21	0.74	7.21	0.74		
Gaseous H₂ Compression and Precooling	11.04		11.04		10.51	10.51 ²⁷
Total CI	117.67	150.94	99.48	129.09	164.46	10.51



Application No. B0048

Staff Summary

**Shell Energy North America
Air Products & Chemicals, Sacramento
Landfill Gas to Liquefied Hydrogen**

Deemed Complete: 09/25/2019
Posted for Comment: 12/20/2019
Certified and Posted: 1/29/2020
CI Effective: 10/1/2019
Fuel Pathway Code: See below

Pathway Summary

Shell Energy North America ("Shell") seeks certification of a renewable hydrogen pathway produced by steam methane reformation at Air Products & Chemicals Sacramento facility using book-and-claim accounting for biomethane (RNG).¹ Environmental attributes of landfill gas-derived RNG. The hydrogen is liquefied and transported by liquid tanker truck to a transfill station in Santa Clara, California, where it is gasified, compressed, and transported via tube trailer to hydrogen fueling stations for dispensing into fuel cell vehicles at stations in Northern California.

The pathway is consistent with the Lookup Table pathway Liquefied H₂ produced in California from central SMR of biomethane from North American landfills (HYBL)² with two exceptions: 1) the actual liquid hydrogen transportation distance exceeds the 100 miles modeled in the Lookup Table pathway CI; and 2) there is an added transportation step for gaseous hydrogen via tube trailer from the transfill to stations to hydrogen fueling stations. Therefore, this pathway requires a Tier 2 application (95488.5(a)).

Carbon Intensity of Hydrogen Pathway

The CI is determined from life cycle analysis conducted using the Board-approved CA-GREET3.0 model. Model inputs are identical to those documented in the Lookup Table Technical Support Documentation, including the emissions associated with pipeline-injected RNG produced from average North American landfill gas, with the exception of the site-specific liquid hydrogen transport distance of 128 miles and an additional 133 miles of transport in gaseous form. The gaseous transport distance reflects the distance to the farthest station to be conservative. The following table lists the proposed CI for this pathway.

¹ All citations to the LCFS Regulation are found in Title 17, California Code of Regulations (CCR), section 95480-95503. Book-and-claim accounting is primarily addressed in 95488.8(i) of the LCFS regulation.

² CA-GREET3.0 Lookup Table Pathways Technical Support Documentation. Available at: <https://www3.arb.ca.gov/fuels/lcfs/ca-greet/lut-doc.pdf>

Proposed Pathway CI

Fuel and Feedstock	Pathway FPC	Pathway Description	Carbon Intensity (gCO ₂ e/MJ)
Liquefied Hydrogen from Landfill gas	HYG025B 00480100	Liquefied hydrogen from landfill gas at Air Products & Chemicals Inc., Sacramento, California transported as liquid to transfill station in Santa Clara, California and transported as gas to fueling stations	138.90

Operating Conditions

The certified CI value in the above table may be used to report and generate credits for fuel quantities that are produced at the facility in the manner described in the applicant's LCA report, and dispensed for transportation use in California, subject to the following requirements and conditions:

1. Fuel pathway holders are subject to the requirements of the California Air Resources Board's (CARB) Low Carbon Fuel Standard (LCFS) regulation, which appears at sections 95480 to 95503 of title 17, California Code of Regulations. Requirements include ongoing monitoring, reporting, recordkeeping, and third-party verification of operational CI and a controlled process for providing product transfer documents or other similar records to counterparties or CARB.

Staff Analysis and Recommendation

Staff has reviewed the Shell application for hydrogen, and has replicated, using the GREET3.0 model the carbon intensity calculations provided by the applicant. The pathway is subject to the operating conditions set forth in this document after all the comments received during the 10-day comment period are addressed satisfactorily by the applicant.

5.2 検証概要

検証/Validation and Verification Services に関連した規程本文の和訳を別添に示す。抜粋した規程は下記の通り

- ・ § 95500. 燃料経路アプリケーションの検証要件。年次燃料経路レポート、四半期燃料取引レポート、原油四半期および年次量レポート、プロジェクトレポート、および低複雑性/低エネルギー使用の製油所レポートの検証要件/Requirements for Validation of Fuel Pathway Applications; and Verification of Annual Fuel Pathway Reports, Quarterly Fuel Transactions Reports, Crude Oil Quarterly and Annual Volumes Reports, Project Reports, and Low-Complexity/Low-Energy-Use Refinery Reports.
- ・ § 95501. 検証および検証サービスの要件/Requirements for Validation and Verification Services
- ・ § 95502. 検証機関、主任検証者、および検証者に対する認定要件/Accreditation Requirements for Verification Bodies, Lead Verifiers, and Verifiers.
- ・ § 95503. 検証機関および検証者に対する利益相反要件/Conflict of Interest Requirements for Verification Bodies and Verifiers

検証 Verification は、認可を受けた第三者機関または個人が事業者と契約し、CARB 作成のマニュアルによって検証、結果は LRT-CBTS&AFP システム(Low Carbon Fuel Standard Reporting Tool and Credit Bank & Transfer System & Alternative Fuels Portal [Low Carbon Fuel System](#))でオンライン報告される。~~七すでもシステム~~イメージは次ページ参照。

LOW CARBON FUEL STANDARD

Reducing the Carbon Intensity of California Transportation Fuels

LRT-CBTS & AFP Login

Username:

Password:

Login

[Reset Password](#)

2SV5R

Generate New Code

Audio Code

Enter Code:

Low Carbon Fuel Standard Reporting Tool and Credit Bank & Transfer System (LRT-CBTS)

LRT-CBTS Account

Click the "LRT-CBTS Account" if you are the designated administrator or primary contact person for LCFS Quarterly and Annual Reporting, or as a Clearing Service Provider, and have not registered your organization. Upon account approval by CARB you will be able to login and assign roles to other users. Only users assigned "Signatory Authority" are able to submit LCFS reports. If you are an employee of a registered organization and you are only in need of a user account, please contact the administrator for your organization. Address Reporting questions to: LRTAdmin@arb.ca.gov

CBTS Broker Account

Click the "CBTS Broker Account" if you need an account solely for transferring LCFS credits. You will be registered as a "Broker" in the system upon account approval by CARB and will be notified by email. You will be added to the list of registered brokers. LCFS Regulated Entities will be able to select brokers from the list of registered brokers. Address questions to: LRTAdmin@arb.ca.gov

Alternative Fuels Portal (AFP)

AFP Account

Click the "AFP Account" button if you are the designated administrator for an alternative fuel production company/facility (biodiesel, ethanol, renewable diesel, biomethane, hydrogen) and want to access the AFP. This portal is for registering production facilities and fuel pathway codes and for utilizing the Fuel Pathway Evaluation Process. Upon approval of your account by CARB you will be notified by email and will then be able to access the portal. Address questions to: AFPMngt@arb.ca.gov

検証結果(ステートメント報告フォーマットは下記。

STATE OF CALIFORNIA
CALIFORNIA ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY
CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD

LCFS VERIFICATION STATEMENT

ISD/PPMB-150 (REV. 09//2020) PAGE 1 OF 4

For assistance completing or submitting this report, contact LCFSVerify@arb.ca.gov.

PART I: LCFS DATA REPORT INFORMATION

Name of Applicant/Regulated Entity:	Report Type:
Data Quarter or Data Year:	FEIN Number/Company ID:
Facility Name, if applicable:	Facility ID, if applicable:

PART II: VERIFICATION BODY INFORMATION

Verification Body Name:

PART III: VERIFICATION STATEMENT INFORMATION

1. This verification statement attests that the reported values are (select one): ☐ Reasonably assured of being free of material misstatement ☐ Not reasonably assured of being free of material misstatement ☐ Material misstatement assessment is not applicable for the report type.
2. This verification statement attests that (select one): ☐ The reported values are reasonably assured of being in conformance with the regulation. ☐ The reported values may include one or more nonconformance(s) with the regulation which do not result in a material misstatement or a failure to fix correctable errors pursuant to §95501(b)(6) ☐ The reported values are not reasonably assured of being in conformance with the regulation, including not in conformance with §95501(b)(6): failure to correct data errors discovered during data checks.
3. As a result of the selections above, the final verification statement is (select one): ☐ Positive: Reported values are reasonably assured to be free of material misstatement, when applicable, and reasonably assured to be in conformance with the regulation ☐ Qualified Positive: Reported values are reasonably assured to be free of material misstatement, when applicable, but may include one or more other nonconformance(s) with the regulation which do not result in a material misstatement or a failure to fix correctable errors pursuant to §95501(b)(6). ☐ Adverse: Reported values are not in conformance with §95501(b)(6) and/or not reasonably assured to be free of material misstatement.

PART IV: QUALIFYING STATEMENT

Provide the Qualifying Statement below (required for qualified positive or adverse statements):

--

PART V: SIGNATURES

As the lead verifier for this verification, I certify under penalty of perjury under the laws of the State of California that the verification team has carried out all verification services as required by the Low Carbon Fuel Standard (LCFS) Regulation (title 17, California Code of Regulations, §95480-95503).

Signature of Lead Verifier:	Printed Name:
Title:	Date:

As the independent reviewer, I certify under penalty of perjury under the laws of the State of California, that I have conducted an independent review of the verification services and findings on behalf of the verification body as required by the Low Carbon Fuel Standard (LCFS) Regulation (title 17, California Code of Regulations, §95480-95503), and that the findings are true, accurate and complete.

Signature of Independent Reviewer:	Printed Name:
Title:	Date:

As the verification body representative, I concur with the verification opinion rendered in this LCFS Validation/Verification Statement, and I certify that I am duly authorized to represent and legally bind the LCFS Verification Body on all matters related to this form.

Signature of Verification Body Representative:	Printed Name:
Title:	Date:

INSTRUCTIONS

WHERE TO SUBMIT THE FORM

Complete the form on your computer, then print, sign and scan the form. The completed signed form should be uploaded via the LCFS Verification On-Line Tool. Name the document to indicate what is being submitted, Verification Statement, the entity's FEIN or entity's Company ID and Facility ID, and the data year. Example Document Name: Verification Statement-XXXXX-2020. This form is available from the CARB website at <https://ww2.arb.ca.gov/lcfs-verification>.

PART I: LCFS DATA REPORT INFORMATION

Enter information for the applicant/regulated entity and data quarter or data year. "Data Year" for a Fuel Pathway Application is the year in which the application is submitted to CARB. "Data Year" for Annual Fuel Pathway Reports and Quarterly Fuel Transactions Reports is the calendar year covered by the data. For example, fuel transactions occurring in 2020 must be verified by August 31, 2021 and the "Data Year" is 2020.

"Data Quarter" for a Quarterly Project Report is the quarter of operations for which credits are calculated (e.g., Q3 2020).

List the report type for which this validation/verification statement is submitted:

- Fuel Pathway Application
- Annual Fuel Pathway Report
- Quarterly Fuel Transactions Report
- Crude Oil Quarterly and Annual Volumes Report
- Low-Complexity/Low-Energy-Use Refinery Report
- Refinery Investment Project Report
- Innovative Crude Project Report
- Renewable Hydrogen Project Report
- Direct Air Capture with Carbon Capture and Sequestration
- Joint Applicant Data Report

PART II: VERIFICATION BODY INFORMATION

Enter the verification body name.

PART III: VERIFICATION STATEMENT INFORMATION

In section 1, select "reasonably assured of being free of material misstatement" if this applies to all reported values, pursuant to §95501(b)(9), (10), or (11) as applicable.

Select "not reasonably assured of being free of material misstatement" if this applies to one or more reported values, pursuant to §95501(b)(9), (10), or (11) as applicable. For example, if one or more operational carbon intensity values is not reasonably assured to be free of material misstatement, check this box.

Select "not applicable" for a Crude Oil Quarterly and Annual Volumes Report.

Similarly, in section 2, select "the reported values are reasonably assured of being in conformance with the regulation" if this applies to all reported values required to be assessed for material misstatement. For a Crude Oil Quarterly and Annual Volumes Report, only check this box if each reported volume selected for data checks was found to be in conformance.

Complete section 3 based on selections in sections 1 and 2.

PART IV: QUALIFYING STATEMENT

For every qualified positive validation or verification statement, the verification body must explain the nonconformance(s) contained within the application or report, and must cite the section(s) in the LCFS regulation that corresponds to the nonconformance(s) and why the nonconformance(s) does not result in a material misstatement. For every adverse validation or verification statement, the verification body must explain the nonconformance(s) or material misstatement leading to the adverse validation or verification statement and must cite the sections in the LCFS regulation that correspond to the nonconformance(s) and material misstatement. Include an attachment for the qualifying statement if more room is needed.

For a Fuel Pathway Application/Report, list the fuel pathway code (FPC) for each operational CI calculation that caused the statement to be qualified positive or adverse.

For Quarterly Fuel Transactions Reports, list the fuel transaction type and associated FPC (or CARBOB or Diesel) for each quarter that caused the annual verification statement to be qualified positive or adverse.

PART V: SIGNATURES

Certify the verification statement as indicated.

2023 年 6 月現在で、認可を受けた法人は 30 団体、個人は 285 名となっている。認可を受けている法人リストを示す。州外、国外も含まれており、検証を担当できる分野も分類されている。

表 5-6 検証機関リスト

検証機関	州	国	Fuel Pathway Applications and Reports	Qrtly Fuel Transactions Alt Fuels	Petroleum-Based Fuel Reports*	Carbon Capture & Seq Reports
Adelante Consulting, Inc.	NM	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Agri-Waste Technology, Inc.	NC	USA	Yes	Yes	No	No
Antares Group Inc.	VA	USA	Yes	Yes	Yes	No
Ashworth Leininger Group	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Boulay PLLP	MN	USA	Yes	Yes	No	No
Cameron-Cole, LLC	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Carbon Verification Service, LLC	NY	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Christianson PLLP	MI	USA	Yes	Yes	No	Yes
Davenport Engineering, Inc.	CA	USA	Yes	Yes	Yes	No
Dillon Consulting Limited	ON	CANADA	Yes	Yes	No	Yes
EcoEngineers	IA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
First Environment, Inc.	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
GHD Services, Inc.	CA	USA	Yes	Yes	Yes	No
Green Domus	Sao Paulo	BRAZIL	Yes	Yes	No	No
K-Coe Isom LLP (Pinion)	KS	USA	Yes	Yes	No	No
Lincus, Inc.	CA	USA	Yes	Yes	No	No
Locus Technologies	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Montrose Environmental	CA	USA	Yes	Yes	Yes	No
Ramboll US Consulting	CA	USA	Yes	Yes	Yes	No
Rincon Consultants, Inc.	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Ruby Canyon Environmental, Inc.	CO	USA	Yes	Yes	No	No
SCS Engineers	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
SCS Global Services	CA	USA	Yes	Yes	No	No
SES, Inc.	KS	USA	Yes	Yes	No	No
Tetra Tech, Inc. and Subsidiaries	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Trinity Consultants, Inc.	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Turner, Mason and Company	TX	USA	Yes	Yes	Yes	No
Weaver and Tidwell, L.L.P.	TX	USA	Yes	Yes	Yes	No
WZI Inc.	CA	USA	Yes	Yes	Yes	Yes
Yorke Engineering, LLC	CA	USA	Yes	Yes	Yes	No

検証機関は、検証担当者を6科目からなるトレーニングコースに参加させ、コース1(概要)を出題範囲とした試験に合格させる必要がある。トレーニングコースの費用は\$1,750。

表 5-7 検証者研修プログラム

コース1	General Verification	検証手順の概要。LCFS検証の一般的な概念を理解し、検証スキルを学び、試験に合格することが目的
コース2	LCFS Verification Requirements	検証担当候補者に対して、検証サービスに関連するLCFSの概要を紹介し、構造を理解させる。
コース3	Alternative Fuel Pathway Applications and Annual Reports	低炭素燃料の炭素集約度データを検証するための要件を学習する。
コース4	Quarterly Fuel Transaction Reports for Alternative Fuels	低炭素燃料の量の報告に関連する定量化とデータの四半期取引報告の監視、報告、検証要件を学習する。
コース5	Petroleum-Based Fuels	石油ベースの燃料に関連する定量化とデータ、およびプロジェクトベースクレジットを検証するための要件について学習する。
コース6	Carbon Capture and Sequestration (CCS)	LCFS における CCS に関連する定量化とデータを検証するための要件について学習する。

5.3 申請、検証に係るガイダンス/ガイドライン/FQA

日本における CCS や炭素集約度の認証、検証制度検討に参考となるガイダンス/ガイドライン/FQA 事例を示す。

また、Validation and Verification Services 関連の下記規程本文和訳は別添参照。

- ・ § 95500. 燃料経路アプリケーションの検証要件。年次燃料経路レポート、四半期燃料取引レポート、原油四半期および年次量レポート、プロジェクトレポート、および低複雑性/低エネルギー使用の製油所レポートの検証要件/Requirements for Validation of Fuel Pathway Applications; and Verification of Annual Fuel Pathway Reports, Quarterly Fuel Transactions Reports, Crude Oil Quarterly and Annual Volumes Reports, Project Reports, and Low-Complexity/Low-Energy-Use Refinery Reports.
- ・ § 95501. 検証および検証サービスの要件/Requirements for Validation and Verification Services
- ・ § 95502. 検証機関、主任検証者、および検証者に対する認定要件/Accreditation Requirements for Verification Bodies, Lead Verifiers, and Verifiers.
- ・ § 95503. 検証機関および検証者に対する利益相反要件/Conflict of Interest Requirements for Verification Bodies and Verifiers

5.3.1 Guidance 19-07 「CCS プロジェクトの第三者審査員の審査と承認」概要

CCS プロジェクトの検証を担当する第三者審査員の承認するための必要書類手について示したもの。大きく、「能力」と「利益相反」の観点で評価し、承認される。

CCS プロジェクトだけ、能力と利益相反についてのガイダンスが作成されている。CCS が新しい技術であることから、能力のある(経験のある)人材が利益相反にあたる懸念が大きい、ということかと推察される

<能力評価のための提出書類>

- ・ 詳細履歴書/所属会社名、役職、これまでに経験した業務、所持する資格、学歴等
- ・ 過去五年間に、マネージャーとして従事した下記事業の実績を、開始日と終了日及び役割の説明を含めて申告。併せて申告が真実であることの誓約書も提出。
 - (ア) 他社向けに完了した CO₂-EOR プロジェクト
 - (イ) 申請者と同じ地域または貯留地で研究または活動しているプロジェクト
 - (ウ) その他、審査実施に適用できるとされるプロジェクト

<利益相反の評価>

- ・ 第三者審査員及び審査員の所属会社と、CCS オペレーターとの人間関係を照らし合わ

せて評価する。

- ・審査員と所属会社は、審査員としての認定を受ける際と、認証作業完了 1 年後に、COI” conflict of interest”利益相反を評価するための下記の書類を提出する。

審査員:過去 5 年間以内に終了した、(潜在的な)CCS オペレーターのために取組んだプロジェクトのリストとその内容説明、従事した期間と役職・役割・所属会社、及び記載が真実であることの誓約書

審査員の所属会社(所属している場合): :会社として過去 5 年間以内に終了した、(潜在的な)CCS オペレーターのために取組んだプロジェクトのリストとその内容説明、仕事の範囲と主なスタッフ名および収益、CCS オペレーターからの過去の収益合計と審査を通じて得られる予想収益の比較、会社の組織図、及び記載が真実であることの誓約書

<全体的な注意事項>

第三者認証の目的は、指定された専門知識を持つ専門家が、プロジェクトの永続性を確保するために設計された CCS サイトの設計、計画、建設をレビューすることである。

第三者審査員はコンサルタントの役割を果たしてはならず、独立性を維持するための手順を実施する必要がある。たとえば、第三者のレビュー担当者は、自身の知見や技術をレビューする可能性のあるプロジェクトに提供してはならず、クライアントの利益を代表した主張をしてはならない。

5.3.2 Guidance 19-01 「低炭素電力のブック&クレームによる適用方法」概要

このガイダンスは、ゼロ CI 電力を含む間接的に供給される低 CI 電力のブック&クレーム*による適用方法と手順を示すもの。全和訳は別添参照。

*ブック&クレームとは、再生可能エネルギー証明書、グリーン電力証書などの分離された環境属性を使用して、物理的なトレーサビリティを考慮せずに、LCFS に基づいて輸送用燃料への低 CI 電力の所有権移動を表す”Chain of Custody”管理モデルの一つ。これに対し、物理的なトレーサビリティを求めるものは「マスバランス」方式。電力は一般的にブック&クレームで管理され、バイオ燃料は両者併用。一方の水素はマスバランスが世界標準となりつつあり、電解水素では LCFS 同様にブック&クレーム電力⇒マスバランス水素への移転方法が課題となっている。

図 5-1 参考図:Chain of Custody モデル 出典:環境省資料

モデル	イメージ図	説明
Identity Preserved		製品が単一の出産地に由来し、それぞれの特性がサプライチェーンを通して維持される。
Segregated		共通の基準に従う原料については、複数の出产地由来のものを混合可能。原料の特性を最初のインプットから最終アウトプットまで維持する。
Mass Balance		複数の特性を持つ原料をミックスし、原料の量に応じて、その特性を製品に割り当てる。(適用には、時間的、空間的なバウンダリーが設けられる)
Book & Claim		認証を受けた原料の供給フローと、製品の供給フローが物理的にリンクしない。原料の特性は、独立機関が発行するクレジット・認証の取引によって、製品に割り当てられる。(例:グリーン電力証書)

LCFS への低 CI 電力移転の具体的な作業としては、” Western Renewable Energy Generation Information System (WREGIS)”*を用いて、低 CI 電力の再生可能エネルギー証明書” Renewable energy certificates (RECs)”を作成することになる。

*WREGIS は、西部相互接続領域をカバーする再生可能エネルギー証明書 (REC) の独立した Web ベースのトラッキングシステム。WECC(The Western Electricity Coordinating Council)の一部門。

<https://www.wecc.org/WREGIS/Pages/Default.aspx>



 LOGIN

[Program Areas](#)
[Committees](#)
[Toolbox](#)
[About](#)



Western Renewable Energy Generation Information System

WREGIS is an independent, web-based tracking system for renewable energy certificates (REC) that covers the Western Interconnection territory. WREGIS is a division of WECC.

New to WREGIS? Contact the WREGIS Help Desk for assistance setting up an account.

WREGIS LOGIN

 No Current Announcements

 See Upcoming Events +
Wednesday February 7, 2024
WREGIS SAC

ACCOUNT REGISTRATION
GENERATING UNIT REGISTRATION
FORMS
FREQUENTLY ASKED QUESTIONS
SYSTEM TRAINING MATERIALS
CHARTER AND GOVERNANCE
PUBLIC REPORTS
EXTERNAL RESOURCES
CONTACT WREGIS

 Calendar
 Contact
 Careers

SEARCH

© 2015 WECC | LEGAL

適用できる再生可能電力の要件は下記の三点。

① Deliverability

使用される低 CI 電力は、California Balancing Authority（またはカリフォルニア州外で生成される電解水素の場合は地方 Balancing Authority）内にあるリソースによって送電網に供給されるもの。あるいは、州外の資源から生成された電力がカリフォルニアの送電網に供給されたことを示すには、低 CI 電力が California Public Utilities Code 399.16 条、サブディビジョン (b)(1) Portfolio Content Category 1 の再生可能エネルギー証明書の要件を

満たしている必要がある。

② Additionality

使用される低 CI 電力は、California Renewables Portfolio Standard (RPS)(またはカリフォルニア州外で生産された電解水素に関する地域の再生可能エネルギー要件)に登録する必要があり、電力の REC またはその他の環境属性を他のプログラムに請求することはできない。ただし、連邦再生可能燃料基準 (RFS) とカリフォルニア州のキャップ アンド トレード プログラムは例外。

RPS へ登録するためには、WREGIS で REC を生成できるすべての低 CI 生成ソースについて、LCFS に代えて WREGIS で REC を削除する必要がある。回収される REC の量は、四半期ごとに報告される総電力量に対応する必要があり、報告に使用される燃料経路コードに対応する LCFS 固有の WREGIS サブアカウントに登録する。

③ Time Limit(期限)

低 CI 電力適用がブック&クレームで申告できるのは、第 3 四半期分まで。

Q1	Q2	Q3	Q4
"X" MWh electricity generated	"X" RECs listed in WREGIS for "X" MWh		
Electricity (kWh) dispensed in Q1	Electricity (kWh) dispensed in Q2	Electricity (kWh) dispensed in Q3	
	Data reported for Q1	Data reported for Q2	Data reported for Q3
	"X" RECs can be retired and matched with electricity supplied and reported in the LCFS for Q1, Q2 or Q3		



Three quarters allowed for book-and-claim accounting

Figure 1. Three Quarter Limit for Book-and-Claim Accounting (Example)

ブック&クレームによる低 CI 電解水素の生産は、第 3 四半期の終わりまでに行う必要がある。

なお、ブックアンドクレーム方式は、バイオガスにも適用される。ブックアンドクレームに関連した LCFS 規則を、2023 年 12 月に公表された見直し規制提案より抜粋して別添に示す。見直しでは、ブックアンドクレームに係る記載がかなり加筆されている。

5.3.3 第三者検証者の認定要件に関する FQ&A

第三者検証者、検証機関に関する平易な FQ&A が準備されている。内容は下記。

<認定>

1. LCFS 規制に基づいて検証サービスを実施できるのは誰ですか？

CARB によって認定された検証者のみが、LCFS 規制の対象となる事業者を検証サービスを提供できます。

すべての検証者は、教育および専門的経験の事前審査、必要なトレーニングの完了など、特定の要件を満たさなければなりません。個々の認定検証者は、CARB によって LCFS 検証機関として認定された企業の指示の下、チームで活動します。LCFS 規制のセクション 95502 では、検証機関、主任検証者、および一般検証者に対する認定および能力要件が規定されています。

認定された検証者と検証機関には、CARB による 3 年間の認定を認める州知事令が発行され、3 年後には、検証者と検証機関の両方が再認定を申請する必要があります。

2. 他のプログラムで認定された検証者は、LCFS レポートを検証するために個別に認定される必要がありますか？

CARB 認定の LCFS 検証者のみが、LCFS 規制の対象となる事業者を検証サービスを提供できます。検証機関と検証者は、CARB によってプログラムごとに個別に認定されます。

3. 検証者認定を得るプロセスについて教えてください。

CARB は検証機関および検証者の申請を受け付けています。

2019 年の第 4 四半期に認定された検証機関および検証者は、2020 年から検証サービスを実行できるようになります。2020 年の第 3 四半期および第 4 四半期に認定された検証機関および検証者は、2021 年から検証サービスを実行できるようになります。

申請フォームが準備されています。締切日は、LCFS 検証 Web ページに記載されており、リンクの CARB 認定および LCFS の検証者認定トレーニングに関するお知らせに記載されています。

検証機関は、検証機関認定申請書を CARB に電子メールで送信し、その書類一式に従業員の検証者認定申請書を含める必要があります。検証機関の書類一式に潜在的な下請業者を含めることは、CARB による効率的な審査に役立ちます。検証機関は、検証者認定トレーニング後に LCFS 規制のセクション 95502(b)(1)(B) で要求されるテンプレートを提出して、認定書一式を完成させることもできます。

LCFS 検証サービスの提供を計画しているが、まだ検証機関に所属していない個人は、記入済みの個人検証者認定申請書を CARB に提出する必要があります。

CARB が認定のために個々の検証者候補者の申請を審査した後、承認された個人には、必要な検証者認定トレーニングに登録できることを通知します。トレーニングの日程は、LCFS 検証 Web サイトにリンクしている LCFS の CARB 認定および検証者認定トレーニングのお知らせに記載されています。

4. LCFS 検証機関になるための要件は何ですか？

LCFS 検証機関の認定要件は、書式および LCFS 規制セクション 95502(a) にリストされており、これには必須 GHG 報告規制 (MRR) セクション 95132(b)(1)(A)～(F) が組み込まれています。検証機関に対する追加の申請要件は、LCFS 規制セクション 95502(b)(1) に記載されています。

LCFS 検証機関として検証サービスの提供を希望する企業は、以下の認定要件を満たしていることを証明する申請書を CARB に提出する必要があります。

- CARB 認定の LCFS 主任検証者 2 名を含む少なくとも 5 名のフルタイムスタッフを雇用していること。
- 指定された最低 400 万米ドルの専門職賠償責任保険に入っていること。
- 利益相反を防止し、利益相反の可能性がある状況が発生した場合にそれを解決するためのメカニズムが整備されていること。
- 検証に関連する技術トレーニングをサポートする手順またはポリシーがあること。
- 過去 5 年間に会社に対して起こされた司法手続き、執行措置、および行政訴訟の開示。
- 検証機関が検証する予定の事業者タイプおよび LCFS レポートタイプに関する問題のリスク評価、サンプリング、ログ用のテンプレートを所持していること

5. LCFS 検証者の認定にはどのような種類がありますか？

CARB は、検証サービスの資格として、次の種類の認定を提供しています。

- 1) 燃料経路および代替燃料取引の主任検証者
- 2) 石油ベースの燃料レポートおよび代替燃料取引の主任検証者
- 3) 代替燃料取引の主任検証者
- 4) 燃料経路と代替燃料取引、及び石油ベースの燃料レポートの主任検証者
- 5) 一般検証者

6. 一般検証者、主任検証者、代替燃料経路または石油ベースの燃料レポートを認定する主任検証者の要件をおしえてください。

すべての経験要件は、LCFS 検証 Web ページで入手可能な検証者の申請フォームに記載されています。

- 一般検証者の要件は、セクション 95502(c)(1)および(2)に規定されています。
- 主任検証者の要件は、セクション 95502(c)(1)～(5) に規定されています。

燃料経路および石油ベースの燃料報告書検証に対する認定のない主任検証者:

セクション 95502(c)(1) から (3) の資格要件を満たす候補者は、代替燃料の四半期燃料取引報告書の主任検証者として従事できます。

燃料経路検証の特別認定を受けた主任検証者:

燃料経路のアプリケーションを検証し、燃料経路レポートを検証する主任検証者として認定されるためには、セクション 95502(c)(1) から(3)の要件に加えて。同(4)に基づく代替燃料生産技術およびプロセスエンジニアリングの経験を持っていないとなりません

石油ベースの燃料レポートに対する特別な認定を受けた主任検証者:

石油ベースの燃料レポートを検証する主任検証者として認定されるには、セクション 95502(c)(1) から (3) の資格に加えて、95502(c)(5)で規程のとおり、MRR セクション 95131(a)(2)に基づく石油およびガスシステムの認定が悲痛です。検証できる石油ベースの燃料レポートには、ガソリンまたはディーゼルの生産者および輸入者によって提出される四半期燃料取引レポート、複雑性が低くエネルギー使用量が少ない製油所レポート、原油の四半期および年次ボリュームレポート、およびプロジェクトレポートが含まれます。

7. 主任検証者向けの「fast-track」認定とは何ですか？

CARB は、GHG 検証を実施するための関連トレーニング、能力、経験をすでに備えている主任検証者候補者にファストトラック認定を提供します。

セクション 95502(c)(3)(A)-(E) に基づいて申請する主任検証者の候補者は、ファストトラック認定を受ける資格があり、一般検証トレーニング（コース 1）に参加する必要はなく、セクション 95502(c)(3)(G) に基づく認定試験を受ける必要もありませんが、認定トレーニング（コース 2 ～ 6）を完了する必要があります。

8. 最初に一般検証者としての認定を受けた後に、主任検証者に申請するにはどうすればよいですか？

一般検証者は、経験資格を満たした後に主任検証者にアップグレードする資格を得るために、CARB 承認の包括的な一般検証トレーニングと認定試験、および LCFS プログラムに固有のトレーニングを完了する必要があります。主任検証者申請書を記入し、関連文書とともに CARB に提出します。CARB スタッフは、受領を確認し、申請が処理および審査されていることを確認する電子メールを送信します。

<検証者トレーニング>

9. CARB は、いつ認定検証者候補者に LCFS 検証トレーニングを提供しますか？

CARB は、2019 年の第 4 四半期と 2020 年の第 3 四半期と第 4 四半期に、認定試験を含む検証者認定のための包括的な対面トレーニングを提供する予定です。2023 年まで毎年トレーニングを提供し、十分な数の検証者を確保します。LCFS 検証 Web ページにある LCFS CARB 認定および検証者認定トレーニングのお知らせを参照してください。

10. LCFS 検証者認定トレーニングの費用はいくらですか？

CARB は、LCFS 検証者認定トレーニングの開発と実施を支援する請負業者を雇用しました。請負業者は、トレーニングの実施にかかる費用をカバーするために、1 週間のトレーニング プログラムで 1800 ドルを超えない妥当な料金を請求します。研修費には交通費、宿泊費、食費は含まれておりません。各トレーニング セッションの最大 1 か月前から、トレーニング会場でディスカウント枠が利用可能になります。

11. 認定試験に落ちた場合はどうなりますか？

セクション 95502(c)(3)(F)に基づく一般検証者または主任検証者の申請者は、認定試験を受け、70%以上のスコアを獲得する必要があります。再受験する機会は 1 回です。試験要件は、MRR セクション 95132(b)(4)を組み込んだ LCFS 規制セクション 95502(a)および LCFS 規制のセクション 95502(c)(3)(G)に指定されています。

<検証チーム>

12. 検証チームには誰が参加できますか？

LCFS 規制に従って検証サービスを実行するには、検証者が CARB よって認定されている必要があります。認定された検証者に加えて、検証チームは、検証チームリーダーの直接監督の下、認定されていない技術専門家や訓練中の検証者を利用する場合があります。

13. 検証チームリーダーの役割と必要な資格は何ですか？

検証チームを率いる検証者は、主任検証者として認定されている必要があります。指定されたレポートタイプについては、CARB による追加の認定を受けている必要があります。

- 代替燃料経路（セクション 95502(c)(4)）
- 石油ベースの燃料レポート（セクション 95502(c)(5)）

チームリーダーは、CARB によって個別に認定された下請け業者が、検証機関の認定の下で作業する場合があります。

チームリーダーの職務は下記の通りです。

- 検証チームのメンバーとその活動を指揮および監督します。
- 検証サービスの品質に責任を負います

- 検証または検証報告に署名します（セクション 95501(c)(3)(E)）。
- 現場訪問による検証には、少なくとも 1 人の主任検証者が必要です（セクション 95501(b)(3)）。

14. 独立したレビュー担当者の役割は何ですか？

独立したレビュー担当者とは、検証機関によって雇用され、(A) 現在の運用期間または報告期間においてクライアントに対する LCFS 検証または検証サービスの実施に参加しておらず、(B) LCFS 規制のセクション 95501（セクション 5481）の要求に従ってクライアントに提供される調査結果とサービスの内容に対する独立したレビューを提供する、認定された主任検証者を意味します。

独立審査員は、対象とするサービスが該当する場合も、検証チームリーダーが満たさなければならない代替燃料経路に関するセクション 95502(c)(4)および石油ベースの燃料レポートに関するセクション 95502(c)(5)で指定された追加の能力要件を満たす必要はありません。

独立したレビュー担当者は、検証チームの作業の最終チェックを実行して、以下をチェックします（セクション 95501(c)(2)）。

- 計画上の誤り
- データサンプリングのエラー
- 検証草案または検証声明に関連する検証チームによる判断の誤り。

独立したレビュー担当者は、検証または検証声明が発行される前に検証結果に同意し、検証声明に署名する必要があります（セクション 95501(c)(3)(E)）。

15. 検証機関は検証サービスを下請けできますか？

できます。LCFS 規制では、検証機関が次の要件を満たす検証サービスを下請けすることが許可されています。

- 検証機関は、その下請け検証者または検証機関が実行する検証サービスに対して全責任を負うこと。
- 検証サービスを実行するすべての検証チーム メンバーは、下請け検証者を含め、CARB によって認定されていること。
- 下請けの検証者はチームリーダーの役割を果たしたり、他のチームの能力要件を満たすことができますが、独立レビューを実行できるのは検証機関の従業員のみ。
- 検証機関は、下請けチームのメンバーを含むすべてのメンバーの利益相反の許容レベルを証明し、新たに発生する可能性のある利益相反を監視する責任がある。
- 下請け業者は、検証サービスをさらに下請けまたは外部委託することはできない。
- 検証機関認定のための最低従業員要件を満たすために下請けを利用することはできない。

5.3.4 二酸化炭素回収および隔離プロジェクトの適格性 FQ&A

CCS プロジェクトの適格性に関する FQ&A を下記に示す。

1. LCFS クレジットを獲得するには、CCS プロジェクトがカリフォルニア州内にある必要がありますか？

いいえ、その必要はありません。

プロジェクトはどこにでも設置できますが、CCS プロジェクトに関連して生産され関連する革新的な原油または輸送用燃料は、カリフォルニアの市場で販売されなければなりません（直接空気回収(DAC)プロジェクトを除く）。生成されるクレジットは、カリフォルニアに送られる燃料の量に基づいて日割り計算されます。

回収した二酸化炭素（CO₂）を地下に貯蔵する DAC プロジェクトは、場所に関係なく CCS 永続認証を申請できます。

2. CO₂ は同じ組織によって回収および隔離される必要がありますか？

いいえ、その必要はありません。

CO₂ は1つの事業体によって回収され、隔離のために別の事業体に移送される場合があります。但し、LCFS に基づくクレジットの場合、回収事業体と隔離事業体の両方が共同申請者として申請する必要があります。

3. LCFS クレジットは CO₂ を回収または隔離する事業体に送られますか？

CCS プロジェクト申請が永久認証を取得し、報告され隔離された CO₂ 量が確認された後、CO₂ を回収する事業体は LCFS クレジットを請求することができます。

隔離サイトを運営する事業体は、必ずしも LCFS クレジットを受け取る資格がある事業体ではありません（同じ事業体が CO₂ を回収した事業体でもある場合を除く）。

4. LCF ではどのようなタイプの CCS プロジェクトが適格ですか？

次の表に、LCFS 規制に基づいて LCFS クレジットを生成できる CCS プロジェクトの種類を示します。

CARB スタッフは、将来適格となる可能性のある他の CCS プロジェクトタイプが存在する可能性があることを認めています。

表 5-8 LCFS クレジットを生成できる CCS プロジェクト

プロジェクトの種類 (クレジットを獲得する事業)	例 (CO ₂ の回収場所)
DAC、直接空気回収 (回収によるクレジット獲得)	・周囲の大気から直接CO₂化学的に分離 (吸収、膜分離など)
Tier 2 経路 (代替燃料生産者によって生成されるクレジット)	・エタノール生産時の発酵による CO₂ ・再生可能ディーゼル、再生可能ガソリン、代替ジェット燃料の生産による 一連のCO₂ ・嫌気性消化によるバイオガスの一部として生成される CO₂ ・電気自動車の充電などの適格な交通用途に供給される低 CI 電力を生成する発電所からのCO₂ ・水蒸気メタン改質による水素製造からの CO₂ ・LCFS規制のセクション95482(a)にリストされているその他の代替輸送用燃料の生産から生じる
製油所投資 (製油所によって生成されるクレジット)	・製油所での水蒸気メタン改質または製油所への水素供給からの CO₂ ・製油所のスチームボイラーおよび/または熱電併給プラントからの CO₂
革新的原油生産 (原油生産者によって生成されるクレジット)	・ピチューメンアップグレード装置での水蒸気メタン改質によるCO₂ ・油田で蒸気、熱、または電力を供給する蒸気発生器または熱電併給プラントからのCO₂ ・油田での原油生産からの随伴ガスの処理から生じる CO₂。 関連ガスは石油回収作業の一環として油田で消費されていること。 (原油生産者は、書面による合意を通じて、クレジットをオプトインする権利を共同申請者に譲渡することを選択することができる。)

5. CCS プロジェクトの対象となるのはどのような種類の隔離サイトですか？

LCFS に基づく CO₂ 隔離の対象となるサイトは次のとおりです。

- ・ 深海帯水層
- ・ 枯渇した石油とガスの貯留層
- ・ CO₂ 増進石油回収 (CO₂-EOR) に使用される石油およびガスの貯留層

留意点として、隔離サイトを運営する事業体は、LCFS クレジットを受け取る事業体ではありません (同じ事業体が CO₂ を回収した事業体でもある場合を除く)。

さらに、CCS 永久認証の資格を得るには、すべての種類の隔離サイトが陸上に設置されている必要があります。

6. 適格なプロジェクトタイプから回収された CO₂ 使用して CO₂-EOR から生産された石油は、クレジットを生成する資格がありますか？

いいえ、資格はありません。

CO₂-EOR フィールドは、CCS プロトコルに基づく隔離サイトであり、プロジェクトタイプではありません。回収施設は LCFS クレジットを生成する主体であり、CO₂ 隔離施設ではありません。

適格プロジェクトから回収された CO₂ を使用した CO₂-EOR の結果として生成された原油に、革新的原油条項に基づいて LCFS クレジットを生成する資格はありません。

7. 回収され、すでに産業（炭酸飲料やドライアイスの製造など）で生産的に使用されている CO₂ を隔離した場合にクレジットは獲得できますか？

このような場合では、大気中への CO₂ 排出量のネット削減は、従来の産業利用に代わるマージナルな CO₂ 源の性格に依存します。

CO₂ が人為的発生源から新たに設置された回収物である場合、CCS プロジェクトは大気中への正味 CO₂ 排出削減につながり、LCFS クレジットの対象となるでしょう。逆に、マージナルな CO₂ 発生源が天然の CO₂ からの生産量の増加である場合、CCS プロジェクトによる正味の CO₂ 削減量はゼロとなり、プロジェクトは LCFS クレジットの対象にはなりません。

LCFS 規制のセクション 95490(c)(2)(A)では、申請者は CCS プロジェクトと温室効果ガス排出量の削減方法についての完全な説明を提供することが求められています。CO₂ がすでに回収され、生産的に利用されている CCS プロジェクトが正味の GHG 排出削減につながることを証明するには、申請者は、その地域のマージナルな CO₂ 発生源が新たに設置された人為起源の CO₂ からものであることを示す分析結果を示す必要があります。

8. 大気直接回収プロジェクトの回収施設で使用する電力の GHG 排出量はどのように計算されますか？

オンサイト（つまり、メーターの背後）で生成された電力の場合、GHG 排出量は、特定の電力供給に対する排出係数を CA-GREET で計算する必要があります。

CCS プロトコルのセクション B.2.2(c) に基づき、実証済みの新規または拡大購入の低炭素集約度（低 CI）電力の GHG 排出量は、特定の低 CI 電力供給の CA-GREET 排出係数を計算する必要があります。低 CI 電力の新規供給または供給拡大を証明するには、プロジェクト運営者は各月での再生可能電力の属性（貢献量）を示す必要があります。

新規または拡張された低 CI 電力の購入を証明できない場合、CA-GREET のデフォルトのグリッドベースの平均（eGRID 米国サブリージョンなど）排出係数を使用して GHG 排出量を計算することになります。

6.クレジット取引の仕組み

取引は、事業者同士またはブローカー(いずれも登録制)を通じて行われる。相対取引で行われるが、ブローカーを通じる場合は、移転元(販売者)または/及び移転先(購入者)は匿名取引となる場合がある。

6.1 取引事業者とブローカー

2023 年 6 月現在で、事業当事者は 571 団体、ブローカーは 107 名が登録されている。

主な事業者例を示す。エネルギーメーカー、公共交通機関、自治体、大学、自動車メーカー、流通事業者、水素 ST 事業者等が含まれる。日系企業(ホンダ、出光、岩谷産業、三菱商事、三井物産、トヨタ)もエントリーされている。

表 6-1 取引事業者例

7-Eleven, Inc.	logen D3 Biofuel Partners LLC
Air Liquide Hydrogen Energy US LLC	Iwatani Corporation of America
Air Products and Chemicals, Inc.	Los Angeles World Airports
Alameda Contra Costa Transit District	MARATHON PETROLEUM COMPANY
American Honda Motor Co., Inc.	Mitsubishi International Corporation
Apple	Mitsui & Co. Energy Marketing and Services (USA), Inc.
BMW of North America, LLC	Neste US, Inc.
BNSF RAILWAY	Pacific Gas and Electric Company
BP Products North America, Inc.	Port of San Francisco
Cargill Biodiesel	Shell Energy North America (US), L.P.
Chevron Products Company	South Coast Air Quality Management District
City of Beverly Hills	Southern California Gas Company
City of Los Angeles Department of Transportation	SOUTHERN CALIFORNIA PUBLIC POWER AUTHORITY
City of Sacramento	SunLine Transit Agency
Costco Wholesale	Tesla, Inc.
Daimler Trucks North America	Tesoro Refining and Marketing Company
Disneyland Resort	Tidewater Midstream US Ltd.
Electrify America	Toyota Motor North America
Exxon Mobil Oil Corporation	University of California Davis
FirstElement Fuel Inc.	University of California Los Angeles
Hyundai Motor America	University of California, Berkeley
Idemitsu Apollo Corporation	UPS Fuel Services, Inc.

ブローカー一覧を示す。殆どは専門業者と思われるが、大学(Cornell University)もブローカーに名を連ねている。日経企業では、三井物産がブローカーとしてもエントリーしている。ブローカーは個人名で登録するため、一つの会社から複数名がエントリーしている場合も

ある(事業者は会社名での登録)。クレジット取引により、ブローカービジネスも創出されていることになる。

表 6-2 ブローカー一覧

番号	所属会社	氏名	電話番号
1	3 Phases Renewables	Michael Mazur Mazur	(310) 939-1283
2	ACT Commodities Inc.	Boris Bernstein	(415) 741-2290
3	Aegis Hedging Solutions, LLC	Michael Taylor	(713) 385-3321
4	Agave® Systems	Steven A Acevedo	(949) 481-9670
5	Air Quality Consultants, Inc.	Jackie Ferlita	(714) 397-5508
6	Alternative Fuels Council	Ginger Laidlaw	(515) 988-1626
7	Ambiente Group Inc	Jacopo Visetti	(925) 407-2088
8	Amerex Brokers	David D DeVooght	(281) 340-8010
9		Kirk Belch	(281) 340-8001
10		Nicholas Wells	(281) 340-8004
11	AMP Renew LLC	Obi Ofoegbu	(312) 300-6700
12	Anahau Energy	Suyen E Pell	(310) 414-2300
13		Contract Administration	(310) 414-2300
14	A-Z Bus Sales	derik r wilson	(951) 403-5090
15	Banyan Commodity Group	Barry G Lamb	(239) 494-8270
16		Michael S Speichert	(239) 494-8270
17		Andy Emerson	(239) 494-8270
18		Jason Sawicki	(239) 494-8270
19	BGC Partners	John P Battaglia	(646) 346-6899
20	Blazar Lighting	Danilo Toskovic	(310) 804-7940
21	Blue Delta Energy, LLC	Kenneth R Nelson	(475) 441-7939
22	Blue Ocean Brokerage LLC	Bryant A Martinez	(646) 805-2230
23	Blue Source	Will Overly	(801) 438-1533
24		Will Overly	(801) 438-1533
25	California Independent System Operator Corporation	Tedd Sheffer	(916) 806-0178
26	CBL Markets	Maura Brody	(212) 520-2935
27	Charted Energy LLC	Edward Calvin	(888) 697-8860
28	CleanFuture, Inc.	John A Thornton	(503) 806-1760
29	Clear Energy Brokerage & Consulting LLC	John A Kolozak	(312) 239-0517
30		Ryan T Cook	(616) 828-1354
31	ClearBlue Ltd.	Michael Berends	(416) 690-6369
32	Clearblue Markets	Raphael Danon	(416) 690-6369
33	ClimeCo Corporation	Jackie N Ferlita	(484) 415-0501
34		Derek B Six	(484) 415-0501
35		Thomas S Stama	(484) 415-0501
36	Cornell University	Patrick M Adamkiewicz	(404) 915-4146

番号	所属会社	氏名	電話番号
37	Cradle Mountain Advisors	Darrell Kong	(415) 235-1796
38	Direct Data Management	Benjamin J Parsley	(605) 777-1882 x 1051
39	Dover Energy Partners LLC	Bernard Baxter	(562) 673-7306
40	ECO CREDIT TRADERS LLC	Judson Bennett	(206) 251-8901
41	Electric Vehicle Conversions	Jeramy D Ostrander	(562) 273-7777
42		Trevor R Wilkinson	(562) 273-7777
43	Electriphi Inc	Muffi Ghadiali	(408) 877-6586
44	Esplanade Energy	Christopher Dufour	(504) 388-2940
45	Evergrow Inc.	Luke Whiting	(415) 534-6004
46	Evolution Markets	Ken Worst	(914) 323-0265
47	Flett Exchange, LLC.	Michael D Flett	(201) 209-0234
48	GA Global Markets, LLC	Michael Ferguson	(360) 604-1157
49	Gamma Biofuels LLC	Brian Caesar	(305) 333-3641
50	Gladstein, Neandross & Associates	Jessica Masters	(424) 224-5652
51		Patrick Couch	(310) 279-9150
52	Global Clean Energy Holdings	Noah Verleun	(310) 641-4234
53	GO2-markets Inc.	Andrew B Sloan	(415) 230-2289
54	Grant Farm	Shawn E Garvey	(916) 444-3863
55	GreenPowerGuy.com	Anthony P De Vito	(855) 202-1976
56	GreenWealth Energy Solutions, Inc.	Andrew Lee	(323) 428-8685
57	GSACT INC	Nehru Chevanan	(408) 318-3206
58	GT Environmental Finance	Christopher A Dufour	(512) 342-2711
59		Christopher Dufour	(512) 342-2711
60		Andrew T Fielding	(512) 342-2711
61	GZ Energy, LLC	Garret Zarembo	(443) 743-9756
62	Inquisitos	Andrew Britton	(626) 399-2804
63	In-Use Solutions, Inc.	Kevin Fairweather	(925) 765-4849
64	Iogen Biofuel Holdings LLC	Claire N Dumville	(613) 733-9830
65	JSZ Advisors	John Zuckerman	(917) 868-4346
66	Karbone Energy LLC	Jonathan Burnston	(646) 291-2900
67	MESKA Solutions	Shannon L BAUCOM	(704) 984-1605
68	MicroLNG Global	Wes A Livingston	(678) 480-9648
69	Mitsui & Co. Energy Marketing and Services (USA), Inc.	Junichi Katsuki	(281) 797-8380
70	Muza Energy	Lisa Muzar White	(131) 093-9128
71	NCP West LLC	Cristian D'Anna	(616) 879-1788
72	Open Energy Alliance LLC	Stephanie McGreevy	(949) 290-3032

番号	所属会社	氏名	電話番号
73	Peaker Energy Marketing	Mark e Luitwieler	(832) 496-8557
74	Pioneer Community Energy	Paige A Garcia	(916) 758-8949
75	PLM Trailer Leasing	Alan M Gassler	(862) 229-6529
76	Progressive Fuels Limited	David Dunn	(239) 390-2885
77	Renew Commodities, LLC	Brandon Sheley	(901) 301-0181
78	RINAlliance, Inc.	Reo Menning	(515) 421-4595
79	Rockview	Bernard T Bacter	(626) 232-1175
80	Sage Energy Consulting	Katie Crider	(415) 663-9914
81	San Francisco Public Utilities Commission	James E Hendry	(415) 554-1526
82	Shields, Harper & Co.	Gregory Brown	(510) 285-0145
83	Skyview Finance Company	Andy Karetsky	(203) 253-7699
84	Skyview Ventures	Nick Stoker	(917) 408-3449
85	Smart Charging Technologies LLC	Nasser H Kutkut	(321) 325-0350
86	Sol Systems	Kate Brandus	(888) 235-1538
87	Specoil, LLC	Nicholas Dunbar	(832) 399-7950
88	Spectron Energy Inc	Dave Nussbaum,	(201) 250-2566
89		Anthony Giamella	(212) 600-2977
90	SRECTrade, Inc.	Thomas C MacKenty	(415) 763-7732
91	STE Solutions, Inc.	Marc Estrada	(949) 305-4255
92	STX Commodities LLC	Julio Cesar Santiago	(212) 597-9432
93	Sundive Commodity Group, LLC	Chris M Barton	(832) 980-0610
94	SunHarvest Partners LLC	Jeremiah D Seng	(559) 903-2087
95	Sunistics	Jonathan Caizley	(310) 467-9390
96	Synergistic LLC dba New Stone Americas	Kevin P Kilkeary	(832) 616-3790
97	Tethys Biofuels, LLC	Sam W Weinhold	(312) 846-6468
98	TFS Energy Futures LLC	Brian Carroll	(212) 943-2883
99	The Finerty Group, Inc.	Nicole F Shaughnessy	(415) 509-7290
100	The Grant Farm	Mark Filimonov	(916) 444-3863
101	Thunnus Energy & Renewables LLC	Kevin S Schwartz	(732) 915-9227
102	Total Warehouse Inc.	Edson Cruz	(833) 868-2500
103	Trident Brokerage Services	Alex Sheets	(802) 989-2617
104	VERDANT ENERGY SERVICES LLC	Khalid Rustom	(321) 662-7305
105	Vireo Energy	Larry Thrall	(310) 314-5126
106	World Asset Management	Consuelo Anderson	(617) 889-7300
107	Zimeno Inc. DBA Monarch Tractor	Jacob Winters	(833) 247-4797

6.2 取引状況の報告と、取引ボタン

取引状況は LRT-CBTS(Low Carbon Fuel Standard Reporting Tool and Credit Bank & Transfer System:https)によりオンラインで事業者、またはブローカーから報告される。

<https://ssl.arb.ca.gov/lcfsrt/Login.aspx>

Version: V3.4946

CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD

For Reporting Use Only

Contact ARB

LOW CARBON FUEL STANDARD

Reducing the Carbon Intensity of California Transportation Fuels

LRT-CBTS & AFP Login

Username:

Password:

Login

Reset Password

Generate New Code

Audio Code

Enter Code:

Low Carbon Fuel Standard Reporting Tool and Credit Bank & Transfer System (LRT-CBTS)

Click the "LRT-CBTS Account" if you are the designated administrator or primary contact person for LCFS Quarterly and Annual Reporting, or as a Clearing Service Provider, and have not registered your organization. Upon account approval by CARB you will be able to login and assign roles to other users. Only users assigned "Signatory Authority" are able to submit LCFS reports. If you are an employee of a registered organization and you are only in need of a user account, please contact the administrator for your organization. Address Reporting questions to: LRTAdmin@arb.ca.gov

LRT-CBTS Account

Click the "CBTS Broker Account" if you need an account solely for transferring LCFS credits. You will be registered as a "Broker" in the system upon account approval by CARB and will be notified by email. You will be added to the list of registered brokers. LCFS Regulated Entities will be able to select brokers from the list of registered brokers. Address questions to: LRTAdmin@arb.ca.gov

CBTS Broker Account

Alternative Fuels Portal (AFP)

Click the "AFP Account" button if you are the designated administrator for an alternative fuel production company/facility (biodiesel, ethanol, renewable diesel, biomethane, hydrogen) and want to access the AFP. This portal is for registering production facilities and fuel pathway codes and for utilizing the Fuel Pathway Evaluation Process. Upon approval of your account by CARB you will be notified by email and will then be able to access the portal. Address questions to: AFPMngt@arb.ca.gov

AFP Account

LRT-CBTS(Low Carbon Fuel Standard Reporting Tool and Credit Bank & Transfer System:https)では、クレジット生成～取引の一連のながれが報告される。

取引の報告は、その匿名性に応じていくつかのシナリオが準備されており、報告時にシステム上で選択することができる。

匿名性には大きく分けて4種類がある。

1.Non-Blind: 非ブラインド、すべての情報が取引の参加者に表示される。

- 2.Seller-Blind: 売り手ブラインド、売り手は買い手の身元に対して「ブラインド」。買い手の身元は売り手に非開示=買い手が匿名（売り手の身元は買い手に開示）。
- 3.Buyer-Blind: 買い手ブラインド、買い手は売り手の身元に対して「ブラインド」。売り手の身元は買い手に非開示=売り手匿名（買い手の身元は買い手に開示）。
- 4.Double-Blind:両者ブラインド、売り手も買い手も、相手方を認識しない=両者匿名

上記 4 種の匿名パターンが、ブローカーを介在する 9 つのシナリオとなり、夫々に応じた報告が LRT-CBTS でなされる。

シナリオ #1 – 売り手クレジットファシリテーター(S-CF)または売主管理者(SA)が移転を開始し、買い手クレジットファシリテーター(S-CF)または買い手管理者(SA)が移転を完了するノンブラインド取引。どちらの当事者にも匿名性はない。

シナリオ #2 - ノンブラインド。売主クレジットファシリテーター(S-CF)または売主管理者(SA)が移転を開始し、買主ブローカー(B-Brkr)が移転を完了する。 どちらの当事者にも匿名性はない。

シナリオ #3 - 売主ブローカー(S-Brkr)が移転を開始し、買い手クレジットファシリテーター(B-CF)または買い手管理者(SA) 完了するノンブラインド。どちらの当事者にも匿名性はない。

シナリオ #4 - 売主ブローカー(S-Brkr)が移転を開始し、買い手ブローカー(B-Brkr)が完了するノンブラインド。どちらの当事者も匿名性はない。

シナリオ #5 - 売主クレジットファシリテーター(S-CF)または売主管理者(SA)が移転を開始し、買主ブローカー(B-Brkr)が完了する売主ブラインド。 売主によって買い手組織は選択されない。B-Brkr のみが選択される) 買い手のみ匿名。

シナリオ #6 - 売主ブローカー(S-Brkr)が移転を開始し、買い手ブローカー(B-Brkr)が完了する売り手ブラインド。 (S-Brkr によって買い手組織は選択されない。B-Brkr のみが選択される) 買い手のみ匿名。

シナリオ #7 - 売主ブローカー(S-Brkr)が移転を開始し、買い手クレジットファシリテーター(S-CF)または買い手管理者(SA)が完了する買い手ブラインド。売主のみ匿名。

シナリオ #8 - 売主ブローカー(S-Brkr)が移転を開始し、買い手ブローカー(B-Brkr)が完了する買い手ブラインド。売主のみ匿名。

シナリオ #9 - 売主ブローカー(S-Brkr)が移転を開始し、買い手ブローカー(B-Brkr)が移転を完了する二重ブラインド。売主と買い手の両方に匿名性。

取引状況等の報告スケジュール(期限)を示す。





6.3 Credit Clearance Market (CCM)

期限内に目標未達の事業者に対しては、その年のクレジット残存量に対して、CARB 自身がブローカーの役割をする Credit Clearance Market (CCM)が設定されている。購入価格は当該年の最高額に設定される。

直近の実績では、2022 年 7 月(2021 年分)に 10,221 クレジットが 239.18 \$ で販売された。2022 年分について、CARB は 200,000 クレジットの取引枠を準備したが、全ての規制該当事業者が LCFS 義務を遵守したため、CCM は開設されなかった。

7. Capacity-Based Crediting の現状

7.1 水素ステーションの現状

2024 年 2 月の時点で、71 か所、能力合計 49,020kg/day(FCV 満タン=5kg/台ベースで、約 10,000 台/日)が認可されている。事業者別では、First Element Fuel 40、岩谷 15、Shell 7、Chevron 7、カリフォルニア大と H2B2 が各 1 となっている。

表 7-1 HRI クレジット認可ステーション(2024.2) 出典:CARB LCFS ZEV Infrastructure Crediting

番号	事業者	ステーション名称	都市	供給能力 (Kg/day)	クレジット 終了
1	Cal State LA	Cal State LA Hydrogen Research	Los Angeles	51	2035/12/31
2	Chevron Products Company	Antioch, CA	Antioch	808	2038/3/31
3	Chevron Products Company	Beaumont, CA	Beaumont	808	2038/3/31
4	Chevron Products Company	Larkspur, CA	Larkspur	808	2038/3/31
5	Chevron Products Company	Moreno Valley	Moreno Valley	808	2037/12/31
6	Chevron Products Company	Perris, CA	Perris	1200	2038/3/31
7	Chevron Products Company	Vacaville	Vacaville	808	2037/12/31
8	Chevron Products Company	Carson Chevron Hydrogen Station	Carson	1200	2038/6/30
9	FirstElement Fuel Inc.	Aliso Viejo	Aliso Viejo	1200	2034/12/31
10	FirstElement Fuel Inc.	Baldwin Park	Baldwin Park	1200	2034/12/31
11	FirstElement Fuel Inc.	Burbank	Burbank	1200	2037/9/30
12	FirstElement Fuel Inc.	Campbell Hamilton	Campbell	1200	2034/9/30
13	FirstElement Fuel Inc.	Campbell Hydrogen Station	Campbell	266	2034/3/31
14	FirstElement Fuel Inc.	Concord	Concord	1200	2034/12/31
15	FirstElement Fuel Inc.	Costa Mesa Bristol	Costa Mesa	1200	2034/12/31
16	FirstElement Fuel Inc.	Costa Mesa Hydrogen Station	Costa Mesa	266	2034/3/31
17	FirstElement Fuel Inc.	Cupertino	Cupertino	1200	2034/12/31
18	FirstElement Fuel Inc.	Del Mar Hydrogen Station	San Diego	266	2034/3/31
19	FirstElement Fuel Inc.	Fountain Valley	Fountain Valley	1200	2034/9/30
20	FirstElement Fuel Inc.	Fremont Hydrogen Station	Fremont	266	2034/3/31
21	FirstElement Fuel Inc.	Harris Ranch-Coaling Hydrogen Station	Coalinga	266	2034/3/31
22	FirstElement Fuel Inc.	Hayward Hydrogen Station	Hayward	266	2034/3/31
23	FirstElement Fuel Inc.	Hollywood Hydrogen Station	Los Angeles	266	2034/3/31
24	FirstElement Fuel Inc.	La Canada Flintridge Hydrogen Station	La Cañada Flintridge	266	2034/3/31
25	FirstElement Fuel Inc.	Lake Forest Hydrogen Station	Lake Forest	266	2034/3/31
26	FirstElement Fuel Inc.	Lake Tahoe-Truckee Hydrogen Station	Truckee	266	2034/3/31
27	FirstElement Fuel Inc.	LAX	Los Angeles	200	2034/3/31
28	FirstElement Fuel Inc.	Long Beach Hydrogen Station	Long Beach	266	2034/3/31
29	FirstElement Fuel Inc.	Mill Valley Hydrogen Station	Mill Valley	266	2034/3/31
30	FirstElement Fuel Inc.	Mission Hills	Mission Hills	1200	2034/9/30
31	FirstElement Fuel Inc.	Oakland - Grand Ave Hydrogen Station	Oakland	808	2034/6/30
32	FirstElement Fuel Inc.	Oakland (Foothill)	Oakland	1200	2037/9/30
33	FirstElement Fuel Inc.	Orange	Orange	1200	2034/12/31
34	FirstElement Fuel Inc.	Palo Alto	Palo Alto	136	2034/6/30
35	FirstElement Fuel Inc.	Pasadena	Pasadena	1200	2037/9/30
36	FirstElement Fuel Inc.	Placentia	Placentia	1200	2034/12/31
37	FirstElement Fuel Inc.	Playa Del Rey Hydrogen Station	Los Angeles	266	2034/3/31
38	FirstElement Fuel Inc.	San Diego Mission	San Diego	1200	2037/9/30
39	FirstElement Fuel Inc.	San Jose Hydrogen Station	San Jose	266	2034/3/31
40	FirstElement Fuel Inc.	San Jose Snell	San Jose	1200	2034/12/31
41	FirstElement Fuel Inc.	Santa Barbara Hydrogen Station	Santa Barbara	266	2034/3/31
42	FirstElement Fuel Inc.	Saratoga Hydrogen Station	Saratoga	198	2034/3/31
43	FirstElement Fuel Inc.	Sherman Oaks	Sherman Oaks	808	2031/12/31
44	FirstElement Fuel Inc.	South Pasadena Hydrogen Station	South Pasadena	206	2034/3/31
45	FirstElement Fuel Inc.	South SF Hydrogen Station	South San Francisco	266	2034/3/31
46	FirstElement Fuel Inc.	Studio City	Studio City	808	2034/6/30
47	FirstElement Fuel Inc.	Sunnyvale	Sunnyvale	1200	2034/9/30
48	FirstElement Fuel Inc.	Thousand Oaks Hydrogen Station	Thousand Oaks	266	2034/3/31

番号	事業者	ステーション名称	都市	供給能力 (Kg/day)	クレジット 終了
49	Iwatani Corporation of America	Anaheim Iwatani Hydrogen Station	Anaheim	808	2036/3/31
50	Iwatani Corporation of America	Chino Hills Iwatani Hydrogen Station	Chino Hills	808	2036/9/30
51	Iwatani Corporation of America	Corona Iwatani Hydrogen Station	Corona	808	2036/3/31
52	Iwatani Corporation of America	Fontana Iwatani Hydrogen Station	Fontana	1200	2036/3/31
53	Iwatani Corporation of America	Hawaiian Gardens Iwatani Hydrogen Station	Hawaiian Gardens	808	2036/3/31
54	Iwatani Corporation of America	Iwatani San Juan Capistrano Hydrogen Fueling Station	San Juan Capistrano	394	2035/6/30
55	Iwatani Corporation of America	Iwatani San Ramon Hydrogen Fueling Station	San Ramon	393	2035/6/30
56	Iwatani Corporation of America	Iwatani San Ramon Hydrogen Fueling Station II	San Ramon	1200	2037/3/31
57	Iwatani Corporation of America	Iwatani West Sacramento Hydrogen Fueling Station	West Sacramento	394	2035/6/30
58	Iwatani Corporation of America	La Mirada Iwatani Hydrogen Station	La Mirada	808	2036/3/31
59	Iwatani Corporation of America	Mountain View	Mountain View	349	2035/6/30
60	Iwatani Corporation of America	Redondo Beach Iwatani Hydrogen Station	Redondo Beach	808	2036/3/31
61	Iwatani Corporation of America	Riverside Central Iwatani Hydrogen Station	Riverside	808	2036/6/30
62	Iwatani Corporation of America	Santa Ana Iwatani Hydrogen Station	Santa Ana	808	2036/3/31
63	Iwatani Corporation of America	Seal Beach Iwatani Hydrogen Station	Seal Beach	808	2036/6/30
64	Shell Oil Products US	3rd Street	San Francisco	513	2034/3/31
65	Shell Oil Products US	Bernal Road	San Jose	513	2032/12/31
66	Shell Oil Products US	Citrus Heights	Citrus Heights	513	2034/3/31
67	Shell Oil Products US	Fair Oaks	Sacramento	513	2034/3/31
68	Shell Oil Products US	Harrison	San Francisco	513	2034/3/31
69	Shell Oil Products US	Mission Street	San Francisco	513	2034/3/31
70	Shell Oil Products US	University Berkeley	Berkeley	513	2032/12/31
71	H2B2 USA, LLC	SoHyCal	Kerman	850	2038/12/31

7.2 水素 St ビジネスでの評価

7.2.1 燃料クレジット+HRI クレジット収入試算

表に、ステーションタイプごとの、水素 kg あたりのクレジット獲得額のシミュレーション結果を示す。

基準 CI と供給燃料の CI との差がクレジット獲得となるが、FCV に適用の場合は EER2.5 が適用されるため、②の基本的な CI を EER2.5 で割った数値が、FCV 用水素供給の場合の CI となる。また、基準 CI は毎年低減されるため、年を追うごとに獲得できるクレジットは減少する。

表 7-2 LCFS クレジット獲得額 シミュレーション結果

年	①基準CI	②調達方法別のCI				③EER(FCV=2.5)換算CI ②÷2.5				④水素あたり取得クレジット (①-③)÷1,000,000			
		天然ガス改質 高压輸送	天然ガス改質 液水輸送	電解 加州平均	電解 再生可能	天然ガス改質 高压輸送	天然ガス改質 液水輸送	電解 加州平均	電解 再生可能	天然ガス改質 高压輸送	天然ガス改質 液水輸送	電解 加州平均	電解 再生可能
	gCO2/MJ	gCO2/MJ				gCO2/MJ @EER=2.5				tCO2/水素kg			
2020	91.98	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0054	0.0038	0.0031	0.0105
2021	90.74	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0052	0.0036	0.0030	0.0104
2022	89.50	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0051	0.0035	0.0028	0.0102
2023	88.25	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0049	0.0033	0.0027	0.0101
2024	87.01	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0048	0.0032	0.0025	0.0099
2025	85.77	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0046	0.0030	0.0024	0.0098
2026	84.52	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0045	0.0029	0.0022	0.0096
2027	83.28	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0043	0.0027	0.0021	0.0095
2028	82.04	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0042	0.0026	0.0020	0.0093
2029	80.80	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0040	0.0025	0.0018	0.0092
2030	79.55	117.67	150.94	164.46	10.51	47.07	60.38	65.78	4.20	0.0039	0.0023	0.0017	0.0090

表の結果をもとに、取引価格を過去最高額(2020 年当時)の 200 \$ /t、ステーションサイズは 500kg/日として、クレジット収入額を試算した。

水素供給に係る LCFS クレジットは、販売された水素に対する燃料クレジットに加えて、ステーション能力と販売量の差についても HRI クレジットが付与される。従って、合計すると、ステーション能力にクレジットが付与されたことと結果は同じになる。

試算結果によると、2020 年では水素あたり 1.08 \$ /kg～2.20 \$ /kg の収入となる。この「水素あたり」は、水素ステーション能力あたりとなるので、年間のクレジット収入は、\$ 196,715～\$ 401,975 となる。運営に対するインセンティブとともに、再生可能水素に対するインセンティブも働く仕組みとなっている。

表 7-3 LCFS クレジット収入 シミュレーション結果(200\$/t)

年	水素あたりクレジット収入(取引価格 200\$/t)				年間クレジット収入 (500kg/日St)			
	天然ガス改質 高圧輸送	天然ガス改質 液水輸送	電解 加州平均	電解 再生可能	天然ガス改質 高圧輸送	天然ガス改質 液水輸送	電解 加州平均	電解 再生可能
	\$ /kg @200\$/t				\$ /年 @500kg/日St			
2020	\$1.08	\$2.13	\$0.98	\$2.20	\$196,715	\$388,826	\$178,249	\$401,975
2021	\$1.05	\$2.10	\$0.95	\$2.17	\$191,283	\$383,395	\$172,817	\$396,544
2022	\$1.02	\$2.07	\$0.92	\$2.14	\$185,852	\$377,964	\$167,386	\$391,112
2023	\$0.99	\$2.04	\$0.89	\$2.11	\$180,377	\$372,489	\$161,911	\$385,637
2024	\$0.96	\$2.01	\$0.86	\$2.08	\$174,946	\$367,058	\$156,480	\$380,206
2025	\$0.93	\$1.98	\$0.83	\$2.05	\$169,515	\$361,627	\$151,049	\$374,775
2026	\$0.90	\$1.95	\$0.80	\$2.02	\$164,040	\$356,152	\$145,574	\$369,300
2027	\$0.87	\$1.92	\$0.77	\$1.99	\$158,609	\$350,720	\$140,143	\$363,869
2028	\$0.84	\$1.89	\$0.74	\$1.96	\$153,177	\$345,289	\$134,711	\$358,438
2029	\$0.81	\$1.86	\$0.71	\$1.93	\$147,746	\$339,858	\$129,280	\$353,006
2030	\$0.78	\$1.83	\$0.68	\$1.90	\$142,271	\$334,383	\$123,805	\$347,531

一方、現状のクレジット価格 80\$/t で試算すると、下表のとおりとなる。試算結果によると、2023 年現在では水素あたり 0.4 \$ /kg～0.85 \$ /kg の収入、500kg/日サイズ水素ステーションあたり年間のクレジット収入は、\$ 72,151～\$ 154,255 となる。200 \$ /t 当時に対して、\$100,000～\$250,000 の減収となり、ステーション経営が厳しくなる。

表 7-4 LCFS クレジット収入 シミュレーション結果(80\$/t)

年	水素あたりクレジット収入(取引価格 80\$/t)				年間クレジット収入 (500kg/日St)			
	天然ガス改質 高圧輸送	天然ガス改質 液水輸送	電解 加州平均	電解 再生可能	天然ガス改質 高圧輸送	天然ガス改質 液水輸送	電解 加州平均	電解 再生可能
	\$ /kg @80\$/t				\$ /年 @500kg/日St			
2020	\$0.43	\$0.85	\$0.39	\$0.88	\$78,686	\$155,531	\$71,299	\$160,790
2021	\$0.42	\$0.84	\$0.38	\$0.87	\$76,513	\$153,358	\$69,127	\$158,617
2022	\$0.41	\$0.83	\$0.37	\$0.86	\$74,341	\$151,186	\$66,954	\$156,445
2023	\$0.40	\$0.82	\$0.35	\$0.85	\$72,151	\$148,996	\$64,764	\$154,255
2024	\$0.38	\$0.80	\$0.34	\$0.83	\$69,978	\$146,823	\$62,592	\$152,082
2025	\$0.37	\$0.79	\$0.33	\$0.82	\$67,806	\$144,651	\$60,420	\$149,910
2026	\$0.36	\$0.78	\$0.32	\$0.81	\$65,616	\$142,461	\$58,230	\$147,720
2027	\$0.35	\$0.77	\$0.31	\$0.80	\$63,443	\$140,288	\$56,057	\$145,548
2028	\$0.34	\$0.76	\$0.30	\$0.79	\$61,271	\$138,116	\$53,885	\$143,375
2029	\$0.32	\$0.74	\$0.28	\$0.77	\$59,098	\$135,943	\$51,712	\$141,203
2030	\$0.31	\$0.73	\$0.27	\$0.76	\$56,908	\$133,753	\$49,522	\$139,013

なお LCFS クレジットのうち、HRI クレジットが獲得できるのは、申請後 15 年間と定められているため、2020 年申請のステーションは 2036 年以降、本来の水素販売によるクレジットのみとなる。

7.2.2 燃料クレジット+HRI クレジット収入とステーション自立

CARB は、2016 年より継続検討してきた水素ステーション自立分析をとりまとめ、Hydrogen Station Network Self-Sufficiency Analysis per Assembly Bill 8 を 2021 年 11 月に公表している。

本検討は「ステーション自立させるには、補助金をいくら投入すれば良いか」という観点での検討である。前提をおいて 800 以上のケーススタディを実施している。

代表的なシナリオでのキャッシュフローを図に示す。

LCFS クレジットは民間同士の取引、かつ、エネルギー全体を対象としていることから、本検討では「補助金」ではなく、エネルギー需給の低炭素化をめざす社会の仕組みの一部、マーケットという位置づけとなっており、2050 年時点においても水素 ST 事業の収入の 1/4 は水素販売によるクレジット収入(価格前提は 80~120\$/t)をカウントしている。

一方、HRI クレジットは導入初期のみであり、インパクトは小さい(もともと、需要が増えるまでの暫定的なもの)。

なお、本検討で、CARB は「2030 年 FCV100 万台を大前提として、最大 300 百万 \$ の政府支援により、2030 年までのステーション経営自立は達成可能」としている。

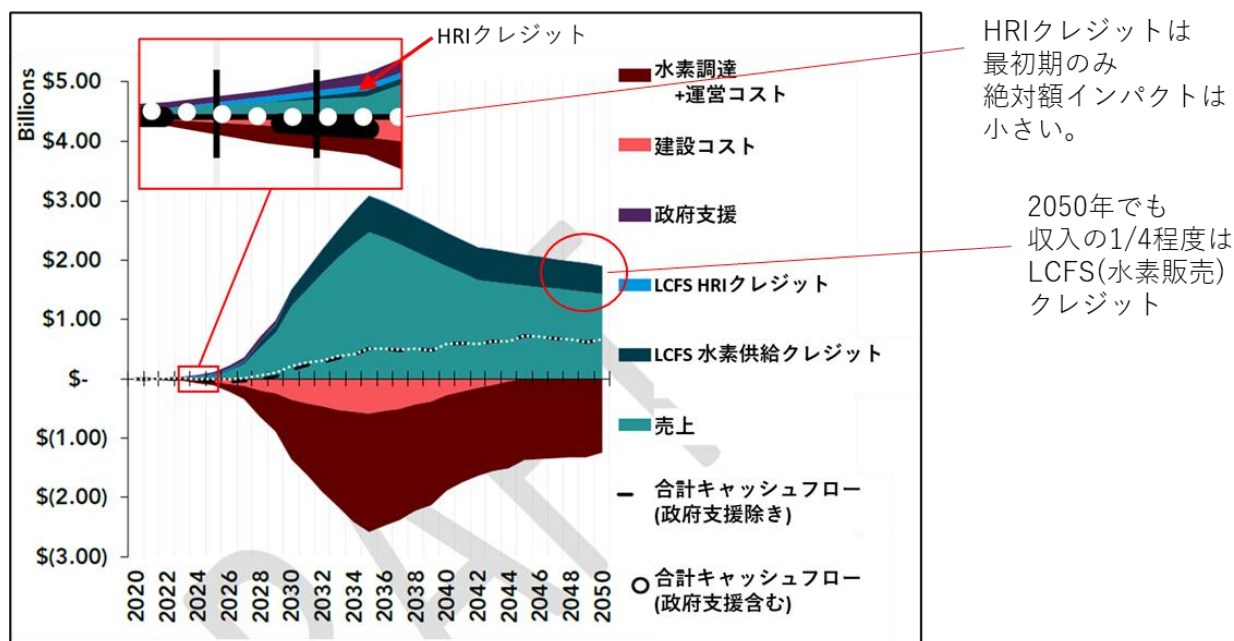


図 7-1 CARB ステーション自立検討 シナリオ C キャッシュフロー

7.3 充電スタンドの現状

充電スタンドは、2024 年 2 月時点で、664 か所が認可されている。タイプ別では、CHAdemo 316、SAE-CCS=Combined Charging System 324、TESLA211。

表 7-5 運営者別 充電スタンド認可数(2024.2) 出典:CARB LCFS ZEV Infrastructure Crediting

運営者	認可数
7-Eleven, Inc.	15
Alco Building Solutions, Inc	1
ASP 5 CN LLC	1
Beal Developments LLC	2
ChargePoint, Inc.	10
Chevron Corporation	1
CSG EV LLC	7
Eneridge	2
EV Charging Solutions, Inc.	1
EV Connect	11
EV Gateway	3
EV Range inc.	4
EVCS2, LLC.	74
EVgo Services LLC	220
Greico Motors West LLC, dba Mercedes-Benz of Oxnard	1
H&S Energy LLC	6
Los Angeles County Sanitation Districts	1
Pasadena Water and Power	2
PB&J Automotive, Inc.	1
PowerFlex Systems, Inc	4
Robinson Oil	2
San Pasqual Economics Development Corp	1
SCP 85 LLC	1
Shell Oil Products US	15
Skyview Finance Company 2, LLC	60
Southern California Public Power Authority (SCPPA)	1
Tesla, Inc.	206
Trillium USA Company, LLC	4
UC San Diego	5
Truck.Net LLC	1
Western States Oil Co.	1
合計	664

8. Project-Based Crediting の現状

これまでに認可された低炭素プロジェクトを、表に示す。

実績のあるのは、Innovative Crude Oil Application で 10 件、Refinery Investment Credit Program Application で 3 件のみであり、Renewable Hydrogen Refinery Credit Program Applications と、Direct Air Capture Applications は、申請/認可ともに実績はまだない。

Innovative Crude Oil は、全てが油田地帯での太陽光発電設置と、その電力の原油生産への利用である。規模は様々である。

表 8-1 低炭素化プロジェクトによるクレジット実績 Innovative Crude Oil Application

出典:CARB Approved Innovative Crude Oil Applications under LCFS, Approved LCFS Refinery Project Applications

カテゴリー	番号	申請者	プロジェクト名	場所	認可日	概要
Innovative Crude Oil Application	1	Seneca Resource Corporation	North Midway Sunset Oil Field Solar Project	Kern County, California	27-Sep-16	2.5MWの太陽光発電設備を油田地域に建設し、原油生産に必要な電力の20%を再生可能電力でまかなう
	2	Holmes Western Oil Corporation	Midway Sunset Oil Field Solar Project	Kern County, California	27-Aug-18	0.9MWの太陽光発電設備を油田地域に建設し、原油生産に必要な電力の94%を再生可能電力でまかなう
	3	Chevron U.S.A. Inc and Solar Star Lost Hills, LLC	Cahn Solar Electricity Project	Kern County, California	5-Jun-20	29MWACの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。リチウムイオン電池も設置し、一部(5,300MWh)を蓄電し、電力供給を平準化する。
	4	Grade Water and Power, LLC and E&B Natural Resources Management Corp	Poso Creek Oil Field Solar Electricity Project	Kern County, California	5-Jun-20	18MWACの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。
	5	E&B Natural Resources Management Corp (E&B) and Rotterdam Ventures, Inc. (RVI)	New Cuyama Solar Project	Santa Barbara County, California	23-Jun-20	2.5MWACの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。
	6	Crimson Resources Management, Corp. and SolarSense CA II, LLC	Crimson Lost Hills - 2MW Solar Project	Kern County, California	3-Dec-21	4,147MWhの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。
	7	Vaquero Energy, Inc (Vaquero)	Bakersfield Oil Field Solar Project	Kern County, California	30-Mar-22	2,144MWhの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。
	8	Daybreak Oil and Gas, Inc. (Daybreak) and BA Power LLC (BA Power)	Daybreak 280kW Solar Project	Kern County, California	5-May-22	280kw、664,300kWhの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。
	9	Sentinel Peak Resources California LLC. (SPR)	Hopkins Solar Project	Kern County, California	23-Jan-23	3,760MWhの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。
	10	Crimson Resources Management, Corp. and SolarSense CA IV, LLC	Crimson 25A Thermal- 1.1 MW Solar Project	Kern County, California	24-Mar-23	2,582MWhの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。
	11	Sentinel Peak Resources California LLC. ("SPR")	Lost Hills Solar Project	Lost Hills Oil Field Kern County, California	14-Sep-23	2,141MWhの太陽光発電設備を油田地域に建設し、再生可能電力を原油生産に用いる。
	12	Sentinel Peak Resources California LLC	South Midway Sunset Project	Midway Sunset Oil Field Kern County, California	14-Sep-23	太陽光発電による、4,186,666 kWhの再生可能電力を原油生産に用いる。
	13	Tricor Energy, LLC	Red Ribbon Ranch Solar Project	Fruitvale Oil Field Kern County, California	14-Sep-23	太陽光発電による、2,689,450 kWhの再生可能電力を原油生産に用いる。
	14	Berry Petroleum Company, LLC	South Belridge Oil Field Solar Project	South Belridge Oil Field Kern County, California	8-Dec-23	太陽光発電による、4,207,222kWhの再生可能電力を原油生産に用いる。

一方、Refinery Investment では、ガス炊き機器の電力への置き換えと、熱交換器や回収装置、水素製造装置のアミン吸収→PSA 置き換え等による省エネである。前者はコストアップになるので、LCFS がないとインセンティブは働かないが、後者は日本でも通常行われている省エネ努力(LCFS が無くても、省エネにより投資回収が期待できる)もののようにも思われる。実績は、2021 年 3 月に認可されて以来、増えていない。

表 8-2 低炭素化プロジェクトによるクレジット実績 Refinery Investment

出典:CARB Approved Innovative Crude Oil Applications under LCFS, Approved LCFS Refinery Project Applications

カテゴリー	番号	申請者	プロジェクト名	場所	認可日	概要
Refinery Investment Credit Program Application	1	Marathon Petroleum Company	Marathon Alkylation Unit Electrification Project	Martinez, California	30-Sep-19	アルキレーション用の圧縮機の駆動に用いているガス炊きタービンを電気モーターに置き換える。
	2	Shell Martinez Refinery	Shell Cat Gas Plant Energy Reduction Project	Martinez, California	31-Dec-19	製油所の分解装置(CCU)での省エネ対策。フラクショネーターの構造変更、熱交換器・回収機の設置、エアブローのコントローラー設置。
	3	Chevron Richmond Refinery	Chevron Richmond Refinery Modernization Project	Richmond, California	11-Mar-21	水素製造装置（水蒸気改質）の省エネ。アミン吸収→PSAへの置き換え

9.クレジット実績

油種ごとのクレジット発生実績を示す。

水素関連は、燃料クレジットが 2015 年から、HRI（2018 年に制度化）は 2019 年から実績が上がっている。

表 9-1 LCFS クレジット発生実績 単位:CO₂-t

出典:CARB <https://ww3.arb.ca.gov/fuels/lcfs/dashboard>

燃料クレジット発生量		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	Units								
バイオCNG	MT	-	-	56,759	145,349	355,730	468,400	573,945	679,330
バイオLNG	MT	14,715	14,845	41,359	94,209	220,222	214,255	107,040	71,958
化石CNG	MT	132,978	143,896	171,414	210,374	183,341	162,682	58,321	58,606
化石LNG	MT	31,412	39,274	50,441	36,642	22,250	7,509	173	169
水素	MT	-	-	-	-	74	64	3,436	6,984
エタノール		1,023,553	1,219,094	1,983,878	2,030,883	2,124,754	3,519,386	3,488,224	3,458,529
バイオディーゼル	MT	84,267	149,347	566,670	718,000	1,213,910	1,736,783	1,382,078	1,607,146
再生可能ディーゼル	MT	17,020	72,659	789,929	844,979	1,038,171	2,241,217	2,966,730	3,485,391
代替ジェット燃料	MT	-	-	-	-	-	-	-	-
再生可能ナフサ	MT	-	-	-	-	-	-	-	1,082
プロパン	MT	-	-	-	-	-	-	-	-
ガソリン	MT	1,982	1,092	5,729	3,760	7,168	27,365	58,073	73,018
軽油	MT	1,036	2,731	3,559	16,230	6,094	10,464	50,791	64,139
電力	MT	7,743	26,984	93,953	221,330	337,740	904,817	1,198,411	1,791,456
		-	-	-	-	-	-	-	-
プロジェクト型クレジット発生量	MT								
原油生産	MT	-	-	-	-	-	1,431	2,831	2,985
製油所省エネ	MT	-	-	-	-	-	154,059	143,739	134,248
製油所設備投資	MT	-	-	-	-	-	-	-	-
再生可能水素の製油所利用	MT	-	-	-	-	-	-	-	-
HRI(水素St運営)	MT	-	-	-	-	-	-	-	-
FCI(急速充電設備運営)	MT	-	-	-	-	-	-	-	-

燃料クレジット発生量		2019	2020	2021	2022	2023Q1	2023Q2	2023Q3
	Units							
バイオCNG	MT	873,786	1,595,328	2,738,490	4,286,684	1,052,639	1,341,843	1,394,139
バイオLNG	MT	63,006	69,379	48,594	53,380	14,272	15,147	14,739
化石CNG	MT	30,851	8,193	2,447	2,481	382	405	520
化石LNG	MT	-	-	-	-	-	-	-
水素	MT	13,822	18,014	36,887	62,431	15,100	15,828	15,556
エタノール		4,342,132	3,736,655	3,825,552	3,740,652	827,472	736,825	881,944
バイオディーゼル	MT	1,831,090	2,213,327	2,310,599	2,202,646	493,405	468,031	497,450
再生可能ディーゼル	MT	4,780,527	4,571,300	6,556,463	9,645,994	2,504,078	2,847,161	3,182,481
代替ジェット燃料	MT	11,103	27,737	52,504	69,562	24,919	37,258	22,647
再生可能ナフサ	MT	8,018	15,921	49,425	71,388	20,275	27,898	41,231
プロパン	MT	3,694	21,212	39,448	34,856	7,599	6,241	8,067
ガソリン	MT	52,119	46,716	46,117	18,756	1,650	21,138	-
軽油	MT	17,008	5,461	5,960	11,621	2,742	2,400	1,029
電力	MT	2,792,943	2,943,064	4,467,129	6,451,665	1,644,551	1,753,698	1,921,355
		-	-	-	-	-	-	-
プロジェクト型クレジット発生量	MT							
原油生産	MT	3,352	19,287	50,256	26,694	4,366	9,216	
製油所省エネ	MT	152,852	142,565	144,649				
製油所設備投資	MT	22,373	11,992	39,165				
再生可能水素の製油所利用	MT	-	-	-				
HRI(水素St運営)	MT	10,110	33,967	67,237	128,237	35,837	41,120	38,623
FCI(急速充電設備運営)	MT	5,287	17,068	43,839	89,428	24,741	27,675	26,464

LCFS 全体のクレジット移転実績を示す。年ごとに移転(売買)量が、増えており、2017 年には年間 900 万 t であったものが、2022 年は 3,060 万 t の規模となっている。一方、価格は 2020 年に 199 \$ まで上昇したが、2022 年は 125 \$ に、2023 年は更に 75\$ に低下した。

表 9-2 LCFS クレジット移転実績 出典: CARB Monthly LCFS Credit Transfer Activity Reports

	移転件数	移転量、t	平均価格、\$ /t	移転総額、\$
CY2012	24	164,000	17	2,788,000
CY2013	202	887,000	55	48,785,000
CY2014	304	1,667,000	31	51,677,000
CY2015	578	2,852,000	62	176,824,000
CY2016	929	5,343,000	101	539,643,000
CY2017	1,226	8,875,000	89	789,875,000
CY2018	1,725	13,334,000	160	2,133,440,000
CY2019	1,656	14,146,000	192	2,716,032,000
CY2020	2,461	21,728,000	199	4,323,872,000
CY2021	2,664	25,279,000	187	4,727,173,000
CY2022	3,137	30,641,000	125	3,830,125,000
CY2023	3,704	40,186,000	75	3,013,950,000

10.他州・他国への展開

LCFS 制度は他の西海岸州(オレゴン、ブリティッシュコロンビア—カナダ)も導入している、“Pacific Coast Collaborative”。ZEV 規制と同じようにカリフォルニアが巻き込んだものと見られる。

ブリティッシュ コロンビア州は、2010 年に LCFS の導入を開始した。その基準は、2020 年までにガソリンとディーゼルの炭素強度を 10% 削減、2030 年までに 20% 削減を義務付けるもの。

一方のオレゴンは、カリフォルニアと歩調を合わせるように、2009 年から制度を運用している。オレゴンでの CI 低減目標値を示す。

表 10-1 オレゴン州の LCFS CI 低減目標 出典:オレゴン州環境局

	Clean Fuel Standards (gCO ₂ e/MJ)									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
% reduction	0.25	0.50	1.00	1.50	2.50	3.50	5.00	6.50	8.00	10.00
Gasoline	98.37	98.13	97.66	97.16	96.18	95.19	93.71	92.23	90.75	88.78
Diesel	99.39	99.14	98.61	98.12	97.12	96.12	94.63	93.14	91.64	89.65

いずれの州もカリフォルニアに比較すると、目標は緩い。

ワシントン州も検討中、国外でもカナダの他州やブラジルでも検討中とされているが、今のところ具体的な動きは報道されていない。

11. 改訂提案に至る経緯

CARB は、LCFS 見直しを進めている。

2/23、5/23、5/31、6/1 に WS、9/8 に SRIA が公表され、9/28 理事会で提案概要が報告され、12 月 19 日に改定案が公表された。

2/23WS 開催:炭素強度(Carbon Intensity)ベンチマークの強化等について提案、5/23 の WS は、ベンチマークを市場動向に応じて自動的に強化する仕組みを提案(現在は固定)。

5/31、6/1WS 開催:広く関係者に対して見直し案を説明し意見を求める趣旨。

9/8 SRIA 公開:改訂提案概も含む Standardized Regulatory Impact Assessment (SRIA) が公表された。SRIA は、LCFS に対する潜在的な変更の初期経済評価であり、SRIA の提出は、CARB が LCFS 規制を更新する前に実行する必要がある多くの手順の 1 つ。

9/28 理事会:提案概要・考え方説明

2/23 の WS に対しては 132 件、5/23WS に対しては 45 件、5/31 の WS に対しては 17 件、9/8 の理事会報告には 43 件、そして、12/29 の改定案には 407 件のフィードバックが寄せられた。

11.1 WS における提案「ベンチマークの自動強化案」

5 月 23 日のワークショップで、ベンチマークの自動強化案が提示されている。最近のクレジット価格低下(2020 年 200 \$ /tCO₂ 超が、足元では 70\$前後)やクレジット過剰⇒低炭素対策のスローダウンを懸念してのものと思われる。

価格やクレジット量に応じて、ベンチマークを強化することで、価格は上り、低炭素化も前倒しで達成、という狙い。提案された 2 種類のメカニズム案を示す。

<炭素強度自動強化メカニズム案>

第 1 案 Credit Price-to-Bank(CPB):

クレジット価格(単位: \$ /t)とバンク量(単位:百万 t)との比率が閾値以下になった場合に炭素強度ベンチマークを強化=翌年のベンチマークを繰り上げ適用するもの、強化の閾値は 10 を提案。

これまでの CPB トrendは下図ご参照。下図で CPB を 2016 年以降に適用した場合、2016Q3 に「トリガー」となる。

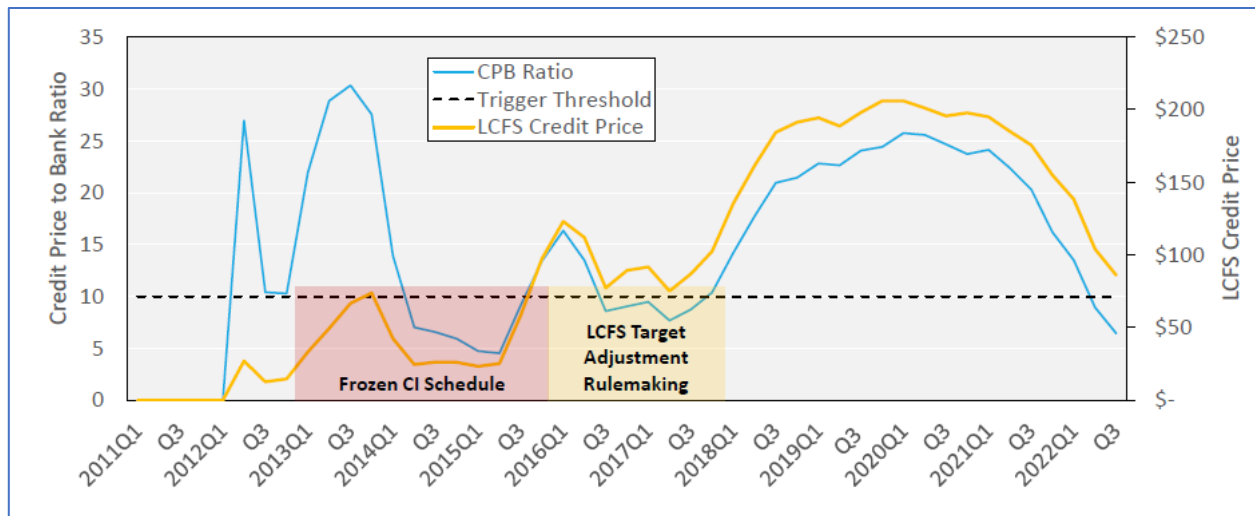


図 11-1 CPB トрендとトリガー

第2案 Credit-to-Deficit (CtD):

クレジットとデフィシットの比率が閾値以下となった場合に炭素強度ベンチマークを強化=翌年のベンチマークを繰り上げ適用、閾値は 1.1 を提案。

これまでの CtD トрендは下図参照。下図で CtD を 2016 年以降に適用した場合、2017Q3 に「トリガー」となる。

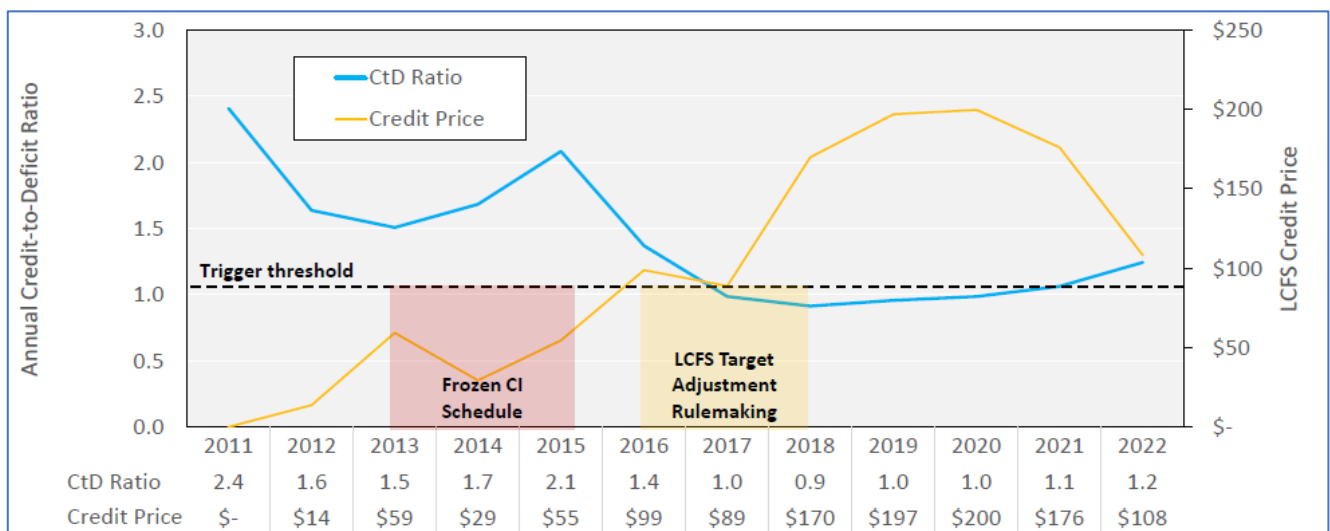


図 11-2 CtD トрендとトリガー

<今後の主な検討課題>

- ① どちらのトリガーを採用するか
- ② トリガーを判断する期間---ベース案は「四半期実績」
- ③ 強化は1年限定とするか、継続(翌年以降も全て繰り上げ)させるか。

11.2 Standardized Regulatory Impact Assessment (SRIA)概要

規制改訂へのステップとして、9/8 に公表された SRIA から、規制改訂関連の提案等の概要を示す。SRIA は CI ベンチマークの強化にともなう、GHG 削減、大気環境改善、コスト等への影響と効果を評価している。

11.2.1 強化案

提示された強化案を現行規制と対比して示す。

表 11-1 LCFS ベンチマーク強化案と現行規制の比較

1990年対比GHG削減率					
年	現行規制	強化案	年	現行規制	強化案
2024	12.50%	12.50%	2036	20.00%	57.00%
2025	13.75%	18.75%	2037	20.00%	61.50%
2026	15.00%	21.00%	2038	20.00%	66.00%
2027	16.25%	23.25%	2039	20.00%	70.50%
2028	17.50%	25.50%	2040	20.00%	75.00%
2029	18.75%	27.75%	2041	20.00%	78.00%
2030	20.00%	30.00%	2042	20.00%	81.00%
2031	20.00%	34.50%	2043	20.00%	84.00%
2032	20.00%	39.00%	2044	20.00%	87.00%
2033	20.00%	43.50%	2045	20.00%	90.00%
2034	20.00%	48.00%	2046	20.00%	90.00%
2035	20.00%	52.50%			

現行規制が、2030 年までに 20%削減、それ以降は一定であったものを、2030 年 30%削減に強化し、2045 年 90%削減に向けた設定が追加されている。

また、併せて、クレジット市場に連動した自動強化メカニズム Automatic Acceleration Mechanism (AAM)も提案されているが、WS で提示されたような具体的な中身は示されていない。

この強化に伴う、燃料構成の変化を、下記の通り見積もっている。全体として、化石燃料がさらに減少し、代替燃料が増加する傾向であるが、見直し規制では新たに代替ジェット燃料がカウントされている点が特徴的である。

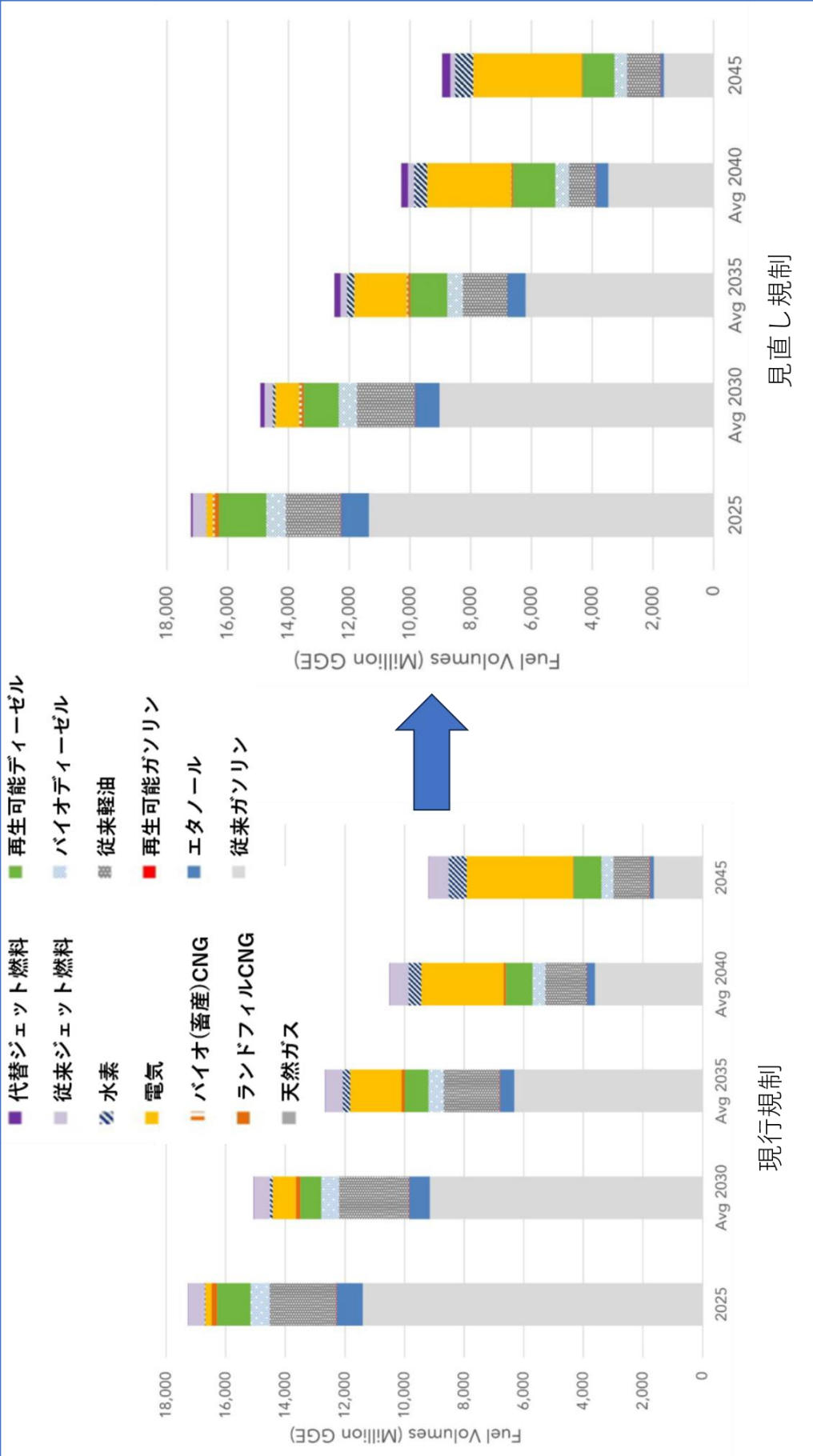


図 11-3 改訂案による燃料構成の変化見通し

Automatic Acceleration Mechanism (AAM)検討の背景となった、クレジット市場の見通しも示している。従来規制のもとでは、2024～2029 年平均で 40 \$ /CO₂t、2030 年以降は 0 \$ /CO₂t まで下落して、低炭素化対策のインセンティブとしては働かないと見積もっている。一方、見直し規制により、120 \$ ～180 \$ を維持と見込んでいる。

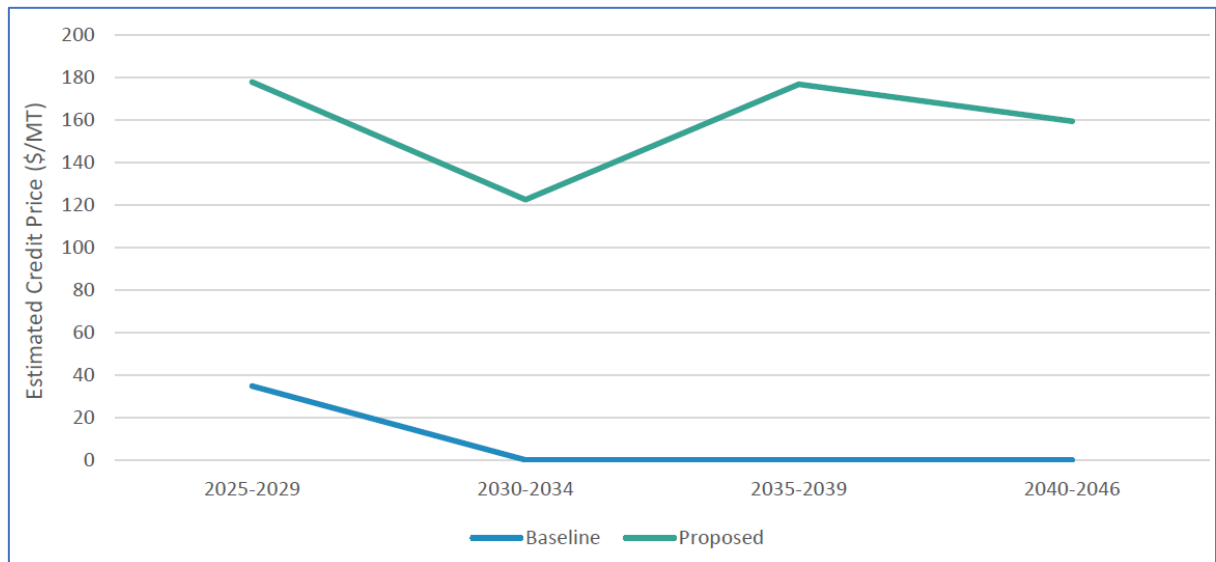


図 11-4 クレジット価格の見通し(5 年平均)

11.2.2 効果

①CO₂、NO_x、PM_{2.5}

- ・修正案によって 2024 年から 2046 年にかけて、現行規制と比較して GHG 排出量が二酸化炭素換算で 5 億 5,800 万トン削減されると見積もっている。LCFS は排出削減量を全ライフサイクルベースで計算しているため、GHG 排出量は、カリフォルニア州と州外の両方で削減される。

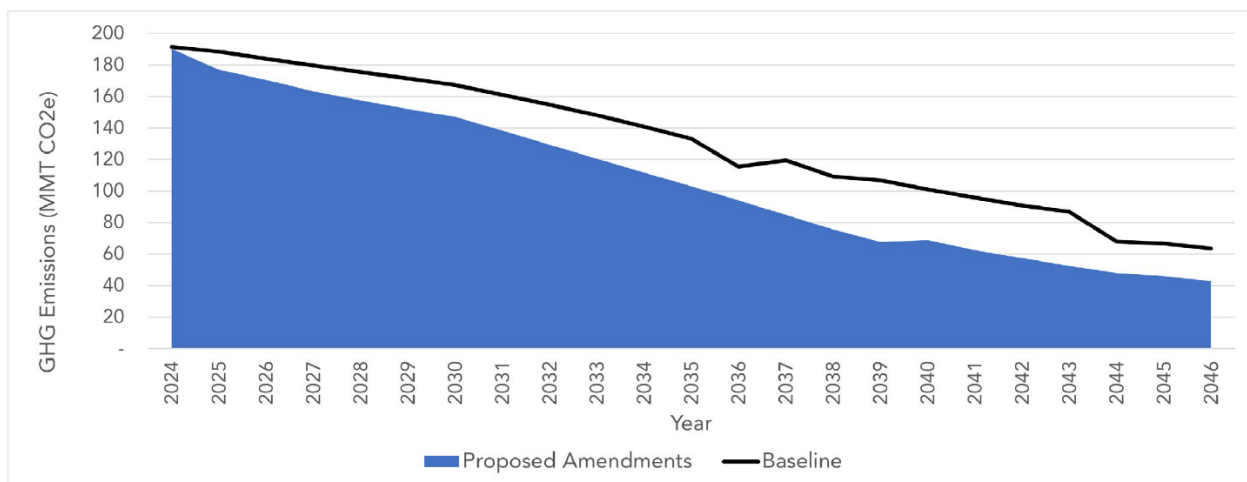


図 11-5 GHG 排出量見直し、現行規制と見直し規制の比較

・修正案は、4つの主要なカテゴリーを通じて大気質に影響を与える。

- 1) オンロード車およびオフロード車の排気管排出量の変化、
- 2) 空港での航空機排出量の変化、
- 3) 燃料生産による固定発生源での排出量の変化
- 4) 定量化された石油およびガスの採掘に関連する上流排出量の変化

これらの貢献により、修正案は合計で、2046 年までに合計 4,108 トンの PM2.5 と 17,397 トンの NOx の削減を達成する。

表 11-2 見直し規制による NOx、PM の削減効果

年	削減量		年	削減量	
	NOx (tpd)	PM2.5 (tpd)		NOx (tpd)	PM2.5 (tpd)
2024	-0.214	-0.069	2036	-2.209	-0.456
2025	-0.923	-0.225	2037	-2.360	-0.492
2026	-0.968	-0.258	2038	-2.525	-0.582
2027	-0.980	-0.292	2039	-2.615	-0.614
2028	-1.108	-0.358	2040	-2.823	-0.768
2029	-1.154	-0.326	2041	-2.907	-0.771
2030	-1.385	-0.251	2042	-2.988	-0.717
2031	-1.660	-0.371	2043	-3.097	-0.737
2032	-1.786	-0.418	2044	-3.210	-0.758
2033	-1.850	-0.413	2045	-3.377	-0.738
2034	-1.928	-0.423	2046	-3.471	-0.766
2035	-2.093	-0.445			

②経済性

- ・修正案により低炭素燃料の需要が増加し、低炭素燃料の販売収入が増加する。低炭素燃料の潜在的な LCFS クレジット収益を示す。燃料間の比較のため、潜在的な収益はガソリン（GGE）またはディーゼルのいずれかの等価ガロンとして表す（DGE）。
- ・CIがマイナスカウントになる畜産メタンノメリットが大きい一方、他のバイオ系燃料は、ベンチマーク強化により 2040 年にはクレジット収入はマイナスになる。
- ・電力も、2023～2046 平均(系統)のため、2045 年にマイナス収入の結果になっており、電力の炭素集約度低減の必要性を示唆している。

表 11-3 既存燃料対比のクレジット収入メリット

燃料	平均CI gCO2e/t	2025	2030	2035	2040	2045	単位
クレジット価格推定		\$221	\$76	\$138	\$221	\$105	\$/t
コーンエタノール	55	0.75	0.13	-0.01	-0.53	-0.55	\$/gge
水素	8	5.18	1.46	2.05	2.00	0.20	\$/gge
電気	64	5.68	1.52	1.93	1.36	-0.37	\$/gge
バイオディーゼル	40	1.34	0.31	0.28	-0.15	-0.42	\$/dge
再生可能ディーゼル	44	1.22	0.27	0.20	-0.27	-0.48	\$/dge
ランドフィルメタン	45	0.94	0.19	0.08	-0.41	-0.51	\$/dge
畜産メタン	-293	10.98	3.64	6.35	NA	NA	\$/dge

水素のCIは2023年の推定実績、電気のCIは2023-2046推定平均

- ・カリフォルニア州内でのクレジット収入増の合計見積もりを示す。2021 年のクレジット収入に対して、2024～2046 合計 138,416 百万 \$ の増収、経済効果があるとしている。

表 11-4 クレジット収入増、合計額(2021 年対比)

年	クレジット収入増 2021対比、百万 \$	年	クレジット収入増 2021対比、百万 \$	年	クレジット収入増 2021対比、百万 \$
2024	301	2032	5,697	2040	8,067
2025	4,127	2033	6,050	2041	8,853
2026	4,348	2034	6,232	2042	7,180
2027	4,034	2035	6,443	2043	5,695
2028	4,237	2036	6,649	2044	4,361
2029	4,031	2037	8,918	2045	3,370
2030	2,706	2038	9,328	2046	3,246
2031	4,784	2039	9,760	合計	138,416

④ 健康衛生

低炭素燃料基準規制に対する修正案は、PM2.5 と NOx の排出量を削減し、カリフォルニア州の健康上の利益をもたらす。

心肺死亡率、急性心筋梗塞、肺がんの発生率、喘息の発症、喘息の症状、心血管疾患による入院、呼吸器疾患による入院、アルツハイマー病による入院、パーキンソン病による入院、心血管救急科（ED）受診、呼吸器科救急外来受診、休業日数の 12 項目について分析し、そのすべてで改訂案による効果を確認している。

修正案の実施によって、2024 年から 2046 年までに減少する州全体の健康被害の減少を次のように推定している。

- 心肺死亡率が 364 (201 - 519)54 件減少。
- 心血管疾患による入院が 74 件 (54 ～ 94 件) 減少。
- 心血管系救急外来の受診件数が 97 (-37 - 227) 減少。
- 致死的ではない急性心筋梗塞の症例が 41 (15 - 109) 減少。
- 呼吸器疾患による入院が 11 件 (0 ～ 22 件) 減少。
- 呼吸器科救急外来受診件数が 219 件 (43 ～ 457 件) 減少。
- 肺がんの発生率が 27 (8 ～ 45) 減少。
- 喘息発症の症例が 852 (818 - 884) 減少。
- 喘息症状の症例が 73,433 件 (-35,816 – 178,171) 減少しました。
- 休業日数が 53,427 (45,055 – 61,482) 減少。
- アルツハイマー病による入院が 174 件 (133 ～ 212 件) 減少。
- パーキンソン病による入院が 25 件 (13 ～ 36 件) 減少

こうした健康被害を経済価値に換算し、2024 年から 2046 年合計で、主に心肺機能低下⇒死亡が減少することの効果で、4,892 百万 \$ の経済メリットが生まれる、としている。

⑤ マクロ経済への影響

州全体のマクロ経済への影響として、GSP(Gross State Product)、個人収入、雇用、生産、個人投資への修正案の影響を評価している。

いずれも 2046 年断面では、従来案に比較してはマイナスと評価されているが、絶対値ベースでは全ての項目で成長をつづけており、修正の影響は軽微であると結論している。

表 11-5 LCFS 修正のマクロ経済への影響

	GSP(州総生産)			個人収入			雇用		
	絶対値	対従来案差異		絶対値	対従来案差異		絶対値	対従来案差異	
	百万 円	百万 円	%	百万 \$	百万 円	%	人	%	
2026	3,493,557	-24	0.00%	2,993,750	-287	-0.01%	25,901,827	4,087	0.02%
2030	3,723,135	-1,685	-0.05%	3,292,669	-699	-0.02%	26,129,917	-4,659	-0.02%
2034	4,003,924	-2,014	-0.05%	3,624,804	215	0.01%	26,444,013	-2,612	-0.01%
2038	4,324,107	-2,262	-0.05%	4,019,017	1,795	0.04%	27,003,553	205	0.00%
2042	4,652,494	-4,151	-0.09%	4,438,728	121	0.00%	27,531,082	-7,608	-0.03%
2046	5,007,198	-4,339	-0.09%	4,884,559	-2,099	-0.04%	28,105,659	-10,991	-0.04%
平均	4,119,839	-2,240	-0.05%	3,779,481	-24	0.00%	26,714,238	-3,099	-0.01%
	生産			個人投資					
	絶対値	対従来案差異		絶対値	対従来案差異				
	百万 \$	百万 円	%	百万 \$	百万 円	%			
2026	5,859,728	-1,405	-0.02%	565,257	-28	-0.01%			
2030	6,155,055	-4,647	-0.08%	609,113	-325	-0.05%			
2034	6,554,673	-6,418	-0.10%	656,228	102	0.02%			
2038	7,096,044	-8,180	-0.12%	719,011	616	0.09%			
2042	7,673,337	-12,174	-0.16%	781,017	119	0.02%			
2046	8,300,731	-11,472	-0.14%	845,246	-653	-0.08%			
平均	6,806,804	-6,972	-0.10%	680,505	4	0.00%			

11.3 9/28 理事会プレゼン内容

検討中の改定案について報告されている(審議事項ではない)。改訂の背景と方向性についてのプレゼン内容を示す。

<CARB プレゼン内容>

① LCFS による投資促進と燃料多様化実績

- ・カリフォルニア州では、低炭素燃料の量が 10 年間で 2 倍に増加。
- ・電気と水素の役割が拡大
- ・超党派インフラ法とインフレ抑制法による連邦資金を活用する投資機会増加

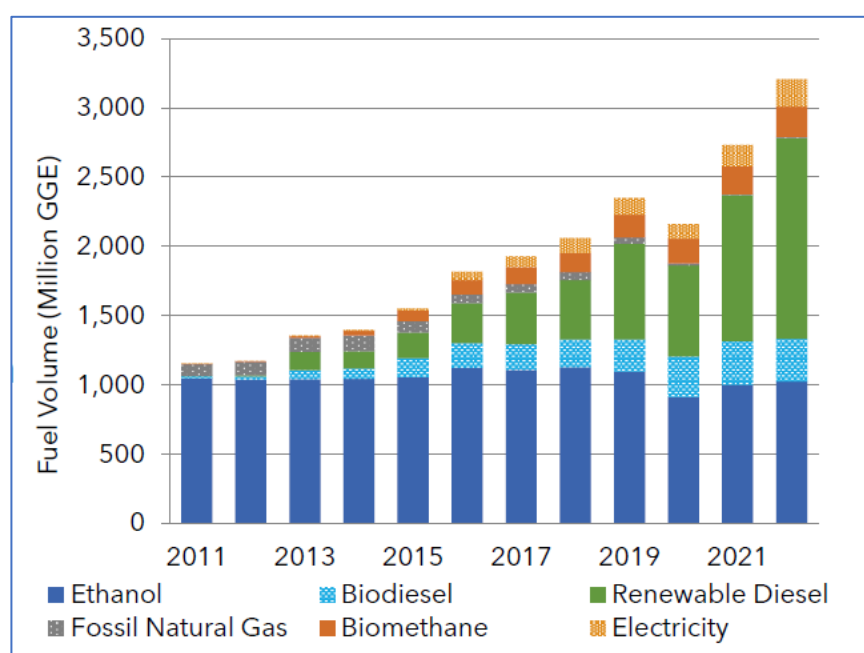


図 11-6 代替燃料普及の推移

② 改訂のコンセプトと強化の理由

コンセプト:

- ・化石燃料を代替するプログラムの強化
- ・恵まれない地域、低所得地域、農村地域への投資促進するための資本規定強化。
- ・電気および水素トラックの給油を支援
- ・州内での代替ジェット燃料の利用促進
- ・低炭素水素など、将来必要とされるクリーン燃料のさらなる生産を奨励。
- ・メタン排出削減を支援し、運輸部門やその他の最適な用途にバイオメタンを導入。
- ・作物由来燃料の利用制限を検討。

強化の重要性:

- ・AB1279 は、カーボンニュートラルと 2045 年までに 1990 年レベルから GHG 排出量を

85%削減することを要求。

- ・ スコーピングプランでは石油の 94%削減を求め、LCFS を主要プログラムとして特定
 - ✓ LCFS は電力と水素およびインフラへのクレジット付与により ZEV の導入をサポート
 - ✓ 他の代替燃料に対するクレジットにより化石燃料の置き換えをサポート。
- ・ インフレ抑制法およびインフラおよび雇用法による連邦政府資金を活用機会を創出

③ CI ベンチマーク強化と自動強化メカニズム

- ・ 「2030 年 30%削減、2045 年 90%削減」の強化案と現在の LCFS 規制と比較した SRIA 検討では、

- ✓ 24 億ガロンのガソリン削減
- ✓ 80 億ガロンのディーゼル燃料削減
- ✓ 72 億ガロンの化石ジェット燃料を削減
- ✓ 5 億 5,800 万トンの GHG 削減

が示された。

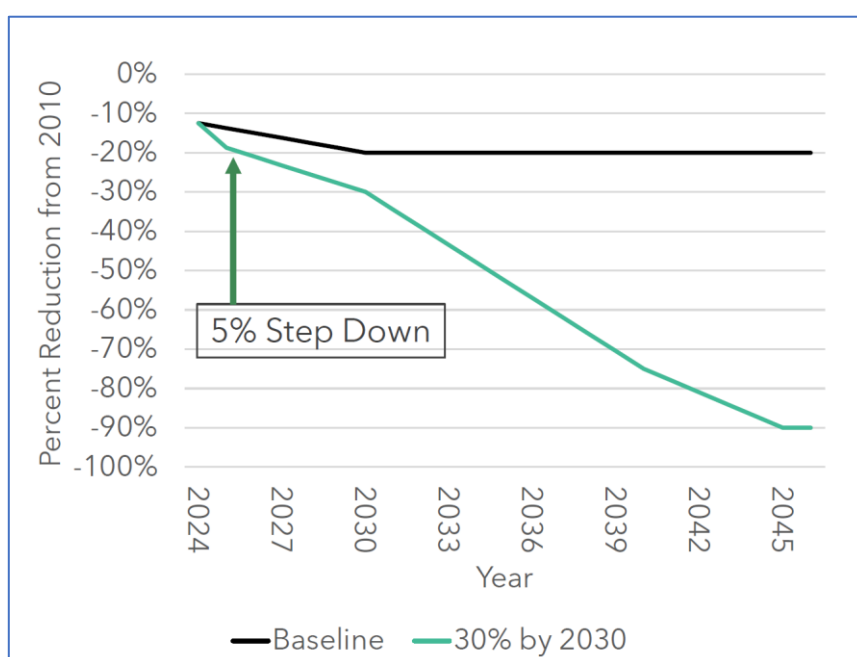


図 11-7 LCFS ベンチマーク強化案(2030 年 30%削減)と現状規制

- ・ 「2030 年 30%削減、2045 年 90%削減」の強化案における燃料供給の SRIA 検討では、2045 年に向けて、ゼロエミッションモビリティ向けの燃料供給は倍増、その大半は電力と一部は水素の大幅増加によって賄われると評価。

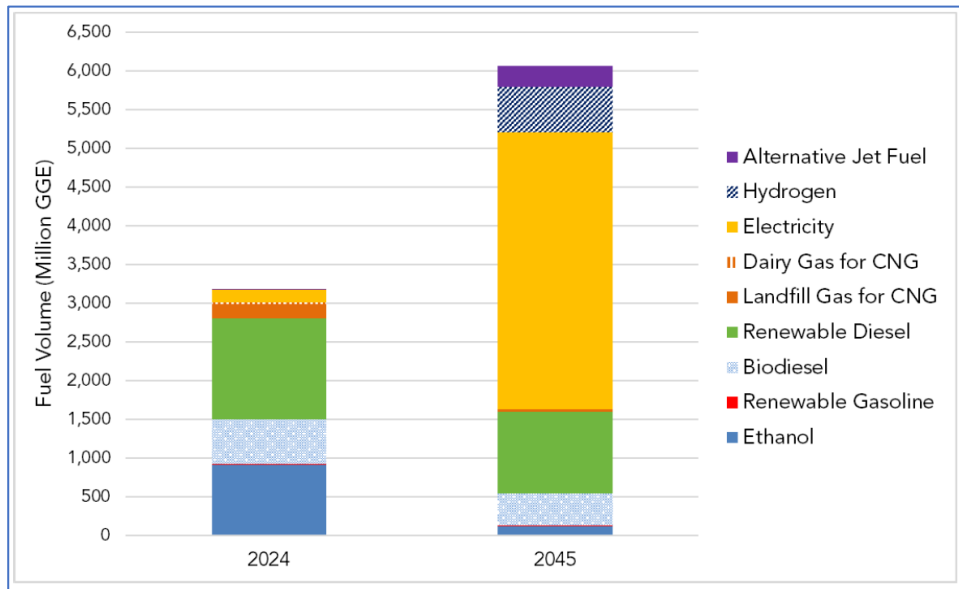


図 11-8 強化 LCFS 規制でのゼロエミッションモビリティ向け燃料供給見通し

- ・ SRIA では 2030 年 28%削減ケースと 35%ケースも検討。
 - ✓ 28%削減:化石起源のディーゼル燃料の更なる低減必要、効果不十分。
 - ✓ 35%削減:コスト過大

⇒なお、自動強化メカニズム”Auto-Acceleration Mechanism”はタイトルのみが記載されており、具体的な提示はなかった模様。

④ ゼロエミッション車両用の燃料インフラへのインセンティブ

- ・ 2019 年以来、LCFS は軽量 ZEV 給油インフラをサポートしています
- ・ 現在までに 3,800 の急速充電器、67 の水素ステーションを認可
- ・ Advanced Clean Fleet (ACF) と Advanced Clean Truck (ACT) の導入を成功させるには、給油インフラの整備。
- ・ LCFS での今後の対応:
 - ✓ 中型および大型ゼロエミッション車両（電気と水素）の燃料供給インフラ構築を支援するクレジット制度の創設
 - ✓ 経済性を重視した既存の小型車両の更なる普及

⑤ 低炭素水素の普及

- ・ 2022 年スコーピング計画の更新により、輸送およびその他の分野における水素の大きな役割が特定されている。

- ・ ACF、ACT、ACC II では水素燃料が使用可能
- ・ この需要を満たし化石燃料を代替するには、低 CI 水素の供給量増が必要不可欠
- ・ LCFS での対応: 低 CI 水素をサポートする。
 - ✓ 炭素集約度の閾値をインフレ抑制法に合わせる
 - ✓ ガス改質による水素はバイオメタン起源に絞込む

⑥ 航空燃料の低炭素化

- ・ 航空部門は州全体の温室効果ガスの 1%を発生
- ・ 代替ジェット燃料は、LCFS のクレジット生成手段(現在の量は年間 15 億ガロン)
- ・ DOE の持続可能な航空燃料グランドチャレンジは、2030 年までに年間 30 億ガロンが目標としている。
- ・ 脱炭素化をさらに進めるため、州内で代替ジェット燃料の使用を増やす方法を検討中。

⑦ バイオメタンの供給強化

- ・ SB 1383 目標をサポートし、他の用途に展開するにはバイオメタンの供給を急速に拡大する必要がある
- ・ メタンの温暖化影響を考慮すると、GHG 削減が逆戻りするリスクがある座礁資産を回避する必要がある
- ・ メタン削減を重視し、将来のバイオメタン需要を支援する補完的な政策も必要。
- ・ 水素原料としてのバイオメタンは、LCFS において引き続き重要。
- ・ LCFS 見直しでの対応: 車両燃料として使用されるバイオメタンの配送可能性要件を RPS および CPUC 1440 プログラムと調整(CPUC セクション 651(b)(3))。
- ・ 論点:
 - ✓ 輸送燃料として使用されるバイオメタンは、一次燃料として使用するために、一般的な輸送パイプラインを介してカリフォルニアに物理的に配送される必要がある。
 - ✓ 配送可能性要件は、カリフォルニア州が化石ガス消費を削減し、AB 1279 で要求されるカーボンニュートラルと排出量削減の確実な達成に貢献。

⑧ メタン漏洩削減クレジット”Avoided Methane Crediting”

- ・ LCFS コンセプト: メタン漏洩削減クレジットは 2040 年まで利用可能、新しい燃料経路は 2030 年まで受け入れ。
- ・ 考慮事項:
 - ✓ メタン漏洩削減のクレジットは、未対策では大気中に放出されたであろうメタンの捕捉を反映。
 - ✓ メタン漏洩削減クレジットは、SB1383 を満たすため、今後 10 年間で想定される高

額の初期資本コストを回収するための手段提供するが、継続的な運用コストは低くなると見込まれる。

- ✓他の分野への移行に向けた長期的なシグナルを送る一方で、短期的にはメタン回収プロジェクトの開発を支援する。

⑨ 穀物起源のバイオ燃料

- ・バイオ燃料の生産は、食糧生産や森林を犠牲にして行われるべきではない。
- ・継続的な追跡調査によると、カリフォルニア市場では作物ベースの燃料消費量は歴史的に安定していたが、過去 2 年間で増加し始めている
- ・CARB は利害関係者からのフィードバックを求めている。

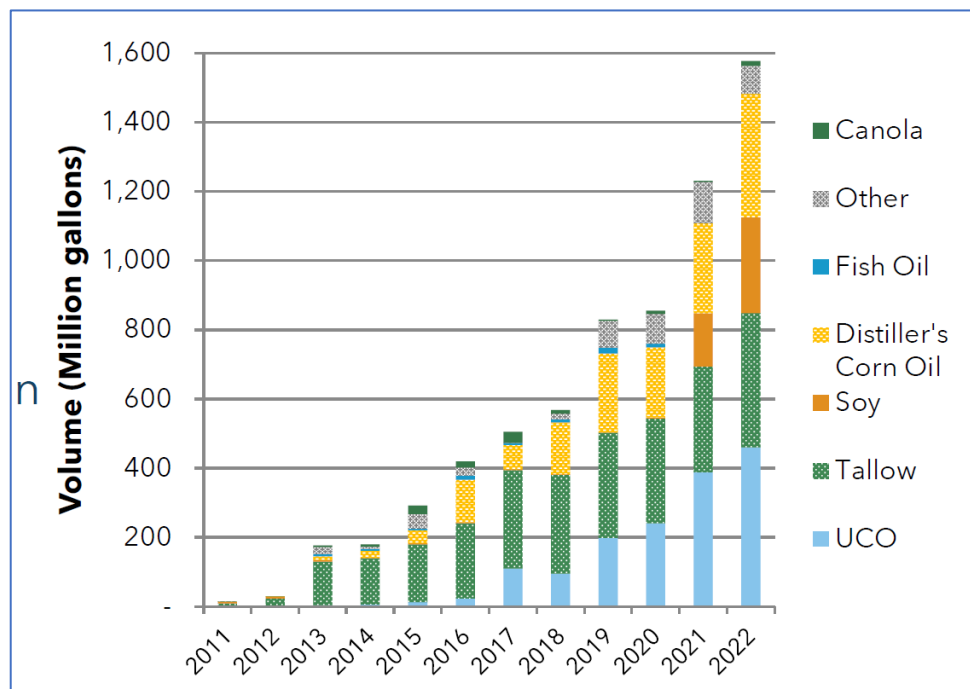


図 11-9 バイオ燃料の原料割合推移

- ・他の政府は作物由来の燃料の使用を防止する制限を設けている。
- ・制限には次のものが含まれる。
 - ✓ボリュームベースの制限
 - ✓クレジット付与上限
 - ✓原料の持続可能性基準
 - ✓特定の原料の明示的な禁止
 - ✓特定の場所からの原料の禁止
- ・CARB スタッフは、これらの制限がカリフォルニア州 LCFS プログラムに適しているかどうかを評価中。

- ・これまでの民間から寄せられたコメント概要は下記の通り
 - ✓ バイオ燃料としての食用作物の使用に関する懸念の高まり
 - ✓ 作物需要の増加は、作物収量の増加または二次作物/休耕地作物によって満たされる可能性がある
 - ✓ バイオ燃料需要と食料価格の関係を切り離すことの難しさを強調
 - ✓ 特定されたメカニズム：土地利用の変化と GTAP モデリングを再評価する。ポリシーベースの制限を実装。認証追跡システムの使用が必要。

⑩ 強化による健康/大気改善効果

- ・強化により、化石燃料使用の転換が進み、公衆衛生上の利益がもたらされる。
- ・下記項目について分析を実施
 - ✓ 原料および燃料の輸送、生産、化石燃料採掘における NO_x と PM2.5 削減
 - ✓ 車両規制の一部であるテールパイプガスの削減は含まず。
 - ✓ Air Basin(大気の滞留する盆地)での排出変化
 - ✓ 排出削減による健康改善効果の定量化
- ・分析結果
 - ✓ 2024～2046 年までの大気汚染物質排出量の総削減量: NO_x 削減 17,000 トン、PM2.5 削減 4,100 トン
 - ✓ 回避された健康被害：50 億ドル、テールパイプの削減が含まれる場合、更に健康上の利点が大幅に向上。

12. LCFS 改定案

12月19日、CARBはLCFS(Low Carbon Fuel Standard)の改訂案を公表した。パブコメの受付は1/5～2/20、パブコメを受けて理事会投票が行われ、確定版についてのパブリックヒアリングが3/21に開催、施行される予定であったが、3/21のパブリックヒアリングは延期になっている。改訂案に対し、407件のパブコメが寄せられた。

12.1 全体構成

LCFS規制は、下記のカリフォルニア法体系のもとにある。

Chapter 1. Air Resources Board

Subchapter 10. Climate Change

Article 4. Regulations to Achieve Greenhouse Gas Emission Reductions

Subarticle 7. Low Carbon Fuel Standard

Low Carbon Fuel Standardは、下記のセクションで構成されている。

セクション 95481. 定義と頭字語/Definitions and Acronyms

セクション 95482. 規制の対象となる燃料/Fuels Subject to Regulation

セクション 95483. 燃料報告事業体/Fuel Reporting Entities

セクション 95483.2. LCFS データ管理システム/LCFS Data Management System

セクション 95483.3. 所有権または運営管理の変更/

Change of Ownership or Operational Control

セクション 95484. 年間炭素集約度ベンチマーク/Annual Carbon Intensity Benchmarks

セクション 95485. コンプライアンスの実証/Demonstrating Compliance

セクション 95486. クレジットとデフィシットの生成と計算

/Generating and Calculating Credits and Deficits

セクション 95486.1. 燃料経路を使用したクレジットとデフィシットの生成と計算

/ Generating and Calculating Credits and Deficits Using Fuel Pathways

セクション 95486.2. ZEV 燃料供給インフラパスウェイのクレジットの生成と計算

/ Generating and Calculating Credits for ZEV Fueling Infrastructure Pathways

セクション 95486.3. ZEV 燃料供給インフラパスウェイのクレジットの生成と計算

/ Generating and Calculating Credits for ZEV Fueling Infrastructure Pathways

(MHD/中重量車向けステーションの規程、新設)

セクション 95487. クレジット取引/ Credit Transactions

セクション 95488. 燃料経路を申請する資格のある事業体

/ Entities Eligible to Apply for Fuel Pathways

セクション 95488.1	燃料経路の分類/ Fuel Pathway Classifications
セクション 95488.2	経路登録と施設登録の関係 / Relationship Between Pathway Registration and Facility Registration
セクション 95488.3.	燃料経路炭素集約度の計算 / Calculation of Fuel Pathway Carbon Intensities
セクション 95488.4	経路炭素集約度とカリフォルニアで販売される燃料の関係
セクション 95488.5.	燃料経路ルックアップテーブルの適用要件と認証プロセス / Lookup Table Fuel Pathway Application Requirements and Certification Process
セクション 95488.6.	Tier 1 燃料経路の申請要件と認証プロセス / Tier 1 Fuel Pathway Application Requirements and Certification Process
セクション 95488.7.	Tier 2 燃料経路の申請要件と認証プロセス /Tier 2 Fuel Pathway Application Requirements and Certification Process
セクション 95488.8.	すべての分類に対する燃料経路申請要件 /Fuel Pathway Application Requirements Applying to All Classifications
セクション 95488.9.	燃料経路申請の特殊な状況 / Special Circumstances for Fuel Pathway Applications
セクション 95488.10.	燃料経路の維持/ Maintaining Fuel Pathways
セクション 95489.	石油ベースの燃料に関する規定/ Provisions for Petroleum-Based Fuels
セクション 95490.	炭素回収および隔離を使用して生産された燃料に関する規定 / Provisions for Fuels Produced Using Carbon Capture and Sequestration
セクション 95491.	燃料取引およびコンプライアンス報告 / Fuel Transactions and Compliance Reporting
セクション 95491.1	記録管理と監査 / Recordkeeping and Auditing
セクション 95491.2.	測定精度とデータ提供/ Measurement Accuracy and Data Provisions
セクション 95495.	一時停止、取り消し、変更、または無効化する権限 / Authority to Suspend, Revoke, Modify, or Invalidate
セクション 95500.	燃料経路アプリケーションの検証要件。 年次燃料経路報告書、四半期 燃料取引報告書、原油四半期および年次量報告書、プロジェクト報告書、および低複雑性 /省エネルギー製油所報告書の検証 / Requirements for Validation of Fuel Pathway Applications; and Verification of Annual Fuel Pathway Reports, Quarterly Fuel Transactions Reports, Crude Oil Quarterly and Annual Volumes Reports, Project Reports, and Low Complexity/Low-Energy-Use Refinery Reports
セクション 95501.	検証および検証サービスの要件 / Requirements for Validation and Verification Services
セクション 95502.	検証機関、主任検証者、および検証者に対する認定要件

/ Accreditation Requirements for Verification Bodies, Lead Verifiers, and Verifiers.
セクション 95503. 検証機関および検証者に対する利益相反要件
/ Conflict of Interest Requirements for Verification Bodies and Verifiers

12.2 主要セクション、項目の規程と改訂のポイント

主要セクションと、主要項目について規程と改訂のポイントをまとめた。

12.2.1 ベンチマーク「§ 95484. Annual Carbon Intensity Benchmarks」の規程改訂の内容

今回の最重点である、2030 年までのベンチマークの強化と、従来は設定のなかった 2045 年までのベンチマークが設定されている。

また、ワークショップで議論を重ねてきた Automatic Acceleration Mechanism が、2027 年からの適用で提案されている。ポイントは下記。

- ・ 2030 年までは、2025 年ベンチマークの強化=現規制より削減率を 5%強化、をベースに強化されている
- ・ 新たに 2045 年までのベンチマークが設定されているが、最終的にはどの燃料も 10gCO₂e/MJ と化石燃料は無論のこと、従来型のバイオ燃料(コーンエタノール等)では全く対応できない厳しいベンチマークになっている。
- ・ 新たに、自動強化メカニズムが導入された。前年度の実績(クレジットが大幅にデフィシットを上回った場合)に基づいて、当該年のベンチマークを一年前倒しにするというもの。以降、ベンチマークは全て一年ずつ前倒しになるが、2 年連続しての自動強化は行わないとしている。

全訳を示す(黄色背景が、今回追記された部分)。

§ 95484. Annual Carbon Intensity Benchmarks

セクション 95484. 年間炭素集約度ベンチマーク

(a) セクション 95486 および 95486.1 に記載されている当局のクレジットおよびデフィシットの計算には、本セクションの表 1、2、および 3 に記載されている年間炭素集約度のベンチマークが使用される。

(b) 自動強化メカニズム/Automatic Acceleration Mechanism:

2027 年以降、当局は、自動強化メカニズムが発動(トリガー)したかどうか、および自動強化メカニズムが発動した累計回数を、毎年 5 月 15 日に LCFS のウェブサイト上で公表する。

(1) 自動強化メカニズムの作動が発表された直後の暦年には、同メカニズムを作動させることはできない。

(2) 自動強化メカニズムは、以下の(A) および (B) の両方の条件が満たされた場合、および直前の暦年に発動されなかった場合に発動される。

(A) クレジットバンクの四半期平均デフィシット比率が 3 を超えている場合:

$$\frac{\text{Credit Bank}_{20xx}}{1/4 \times \text{Deficits}_{20xx}} > 3$$

ここで:

$\text{Credit Bank}_{20xx}$ は、当該年 5 月 15 日の自動強化メカニズム発表の前年の準拠年である 20xx 年の終わりに計算された最終クレジットバンクの数値。 Deficits_{20xx} は、当該年 5 月 15 日の自動強化メカニズム発表の前年の準拠年である 20xx 年の終わりに計算された生成フィシットの総数。

(B) クレジットがデフィシットを上回る場合:

$$\frac{\text{Credits}_{20xx}}{\text{Deficits}_{20xx}} > 1$$

ここで:

Credits_{20xx} は、当該年 5 月 15 日の自動強化メカニズム発表の前年の準拠年である 20xx の終わりに計算された生成クレジットの総数。 Deficits_{20xx} は、当該年 5 月 15 日の自動強化メカニズム発表の前年の準拠年である 20xx の終わりに計算された生成されたデフィシットの総数。

(c) ベンチマーク スケジュールの更新:

2028 年 1 月 1 日以降、平均炭素集約度ベンチマークが適用される準拠年には、セクション 95484 条 (b) に従って自動加速メカニズムが発動した回数も考慮される。

(1) 当局が自動強化メカニズム作動を発表した年については、最新のベンチマークスケジュールが5月15日にLCFS ウェブサイトに掲載される。

(2) 95484(c)(1) に従って掲載された更新ベンチマークスケジュールは、以前のベンチマーク スケジュールを上書きし、自動強化メカニズムが発動した後の暦年の1月1日に発効する。

(d) ガソリンおよびガソリンの代替燃料として使用される燃料のベンチマーク:

2028 年から、将来の各年の定義された平均炭素強度ベンチマークは、セクション 95484(b)に従って自動強化メカニズムが作動するたびに 1 年ずつ前倒しされる。

年	現規制	改訂案	年	現規制	改訂案
2010	報告	-	2031	-	64.94 δ
2011*	95.61	-	2032	-	60.48 δ
2012	95.37	-	2033	-	56.02 δ
2013**	97.96	-	2034	-	51.55 δ
2014	97.96	-	2035	-	47.09 δ
2015	97.96	-	2036	-	42.63 δ
2016***	96.50	-	2037	-	38.17 δ
2017	95.02	-	2038	-	33.71
2018	93.55	-	2039	-	29.24 δ
2019***	93.23	-	2040	-	24.78 δ
2020	91.98	91.98	2041	-	21.81 δ
2021	90.74	90.74	2042	-	18.83 δ
2022	89.50	89.50	2043	-	15.86 δ
2023	88.25	88.25	2044	-	12.88 δ
2024	87.01	87.01	2045以降	-	9.91 δ
2025 ab	85.77	80.55			
2026	84.52	78.32			
2027	83.28	76.09			
2028	82.04	73.86 δ			
2029	80.80	71.63 δ			
2030以降	79.55	-			
2030	-	69.40 δ			

単位:gCO₂e/MJ

δ これらの CI ターゲットは、セクション 95484(b) の自動強化メカニズムによって加速される場合がある。

* 2011 年と 2012 年のベンチマークは、2006 年にカリフォルニアの製油所に供給された原油の CI を使用して計算された CaRFG(ガソリン)の CI 値 95.85 の基準年 (2010 年) からの減少を反映している。

** 2013 年から 2015 年のベンチマークは、2010 年にカリフォルニアの製油所に供給された原油の CI を使用して計算された CaRFG の改訂基準年 (2010 年) CI 値 98.95 からの減少を反映している。

*** 2016 年から 2018 年のベンチマークは、CaRFG の改定基準年 (2010 年) CI 値 98.47 からの減少を反映している。

**** 2019年から2024年までのベンチマークは、CaRFGの改定基準年（2010年）CI値99.44からの減少を反映している。

a 2025年から2045年のベンチマークは、CaRFGの改訂基準年（2010年）CI値99.15からの削減を反映している。

b 2025年のベンチマークスケジュールは、5%強化を含むように更新され、2018年に採択された規制で指定されている13.75% CI削減と比較して18.75% CI削減に強化した。

(e) ディーゼル燃料およびディーゼル燃料の代替として使用される燃料のベンチマーク：2028年からの平均炭素集約度ベンチマークは、セクション95484(b)の自動強化メカニズムが作動するたびに1年ずつ進められる。

年	現規制	改訂案	年	現規制	改訂案
2010	報告	-	2031	-	69.27 δ
2011*	94.47	-	2032	-	64.51 δ
2012	94.24	-	2033	-	59.75 δ
2013**	97.05	-	2034	-	54.99 δ
2014	97.05	-	2035	-	50.23 δ
2015	97.05	-	2036	-	45.47 δ
2016***	99.97	-	2037	-	40.71 δ
2017	98.44	-	2038	-	35.95 δ
2018	96.91	-	2039	-	31.19 δ
2019***	94.17	-	2040	-	26.44 δ
2020	92.92	92.92	2041	-	23.26 δ
2021	91.66	91.66	2042	-	20.09 δ
2022	90.41	90.41	2043	-	16.92 δ
2023	89.15	89.15	2044	-	13.74 δ
2024	87.89	87.89	2045以降	-	10.57 δ
2025 ab	86.64	85.93	単位:gCO2e/MJ		
2026	85.38	83.55			
2027	84.13	81.17			
2028	82.87	78.79 δ			
2029	81.62	76.41 δ			
2030以降	80.36	-			
2030	-	74.03 δ			

δ これらの CI ターゲットは、セクション 95484(b) の自動強化メカニズムによって加速される場合がある。

* 2011年と2012年のベンチマークは、2006年にカリフォルニアの製油所に供給された原油のCIを使用して計算されたULSD(軽油)のCI値94.71の基準年（2010年）からの減少を反映している。

** 2013年から2015年のベンチマークは、2010年にカリフォルニアの製油所に供給された原油のCIを使用して計算されたULSD(軽油)の改訂基準年（2010年）CI値98.03からの減少を反映している。

*** 2016年から2018年のベンチマークは、ULSD(軽油)の改定基準年（2010年）CI値102.01

からの減少を反映している。

**** 2019 年から 2024 年までのベンチマークは、ULSD(軽油)の改訂基準年 (2010 年) CI 値 100.45 からの減少を反映している。

a 2025 年から 2045 年のベンチマークは、ULSD(軽油)の改訂基準年 (2010 年) CI 値 105.76 からの削減を反映している。

b 2025 年のベンチマークスケジュールは、5%強化を含むように更新され、2018 年に採択された規制で指定されている 13.75% CI 削減と比較して 18.75% CI 削減に強化した。

(f) “Fossil”ジェット燃料のベンチマーク:

2028 年からの平均炭素集約度ベンチマークは、セクション 95484(b)の自動強化メカニズムが作動するたびに 1 年ずつ進められる。

年	現規制	改訂案	年	現規制	改訂案
2019*	89.37	94.17	2031	-	69.27 δ
2020	89.37	92.92	2032	-	64.51 δ
2021	89.37	91.66	2033	-	59.75 δ
2022	89.37	90.41	2034	-	54.99 δ
2023	89.15	89.15	2035	-	50.23 δ
2024	87.89	87.89	2036	-	45.47 δ
2025** a	86.64	85.93	2037	-	40.71 δ
2026	85.38	83.55	2038	-	35.95 δ
2027	84.13	81.17	2039	-	31.19 δ
2028	82.87	78.79 δ	2040	-	26.44 δ
2029	81.62	76.41 δ	2041	-	23.26 δ
2030以降	80.36	-	2042	-	20.09 δ
2030	-	74.03 δ	2043	-	16.92 δ
			2044	-	13.74
			2045以降	-	10.57 δ

単位:gCO₂e/MJ

δ これらの CI ターゲットは、セクション 95484(b) の自動強化メカニズムによって加速される場合がある。

* ベンチマークは、基準年 (2010 年) の“Fossil”ジェット燃料の CI 値 89.37 からの削減を反映。

** 2025 年から 2045 年のベンチマークは、“Fossil”ジェット燃料の改訂基準年 (2010 年) CI 値 89.43 からの削減を反映。

a 2025 年のベンチマークスケジュールは、5%強化を含むように更新され、2018 年に採択された規制で指定されている 13.75% CI 削減と比較して 18.75% CI 削減に強化した。

(g) 車両用バイオディーゼル以外の代替燃料の炭素強度ベンチマーク:

(1) 当局は、軽車両または中型車両に、単一でバイオディーゼル以外の代替燃料が使用されている、または使用される予定である場合、その代替燃料のクレジットおよびデフィシットの計算にセクション 95484(d) に規定されているガソリンのベンチマークを使用する。

(2) 当局は、燃料用途がセクション 95484(e)(1) で特定されていない、バイオディーゼル以外の単一燃料が使用される、または使用される予定の代替燃料のクレジットおよびデフィシットの計算に、セクション 95484(e) に規定されているディーゼル燃料のベンチマークを使用する。

(h) バイオディーゼルの炭素集約度ベンチマーク:

セクション 95484(e) に規定されているディーゼル燃料のベンチマークは、以下のいずれかで使用される、または使用が意図されているバイオディーゼル燃料に適用される。

- (1) 軽車両、中型車両、または大型車両。
- (2) オフロード輸送用途。
- (3) オフロード機器への応用。
- (4) 機関車または商用港湾船舶への応用。 または
- (5) 上記(1)から(4)で別指定されていない非固定アプリケーション。

(i) 多燃料自動車での使用を目的とした輸送用燃料の炭素集約度ベンチマーク:

(1) 多燃料自動車の使用のために提供される代替燃料に係る当局のクレジット-デフィシット計算:

- (A) 多燃料自動車で使用される燃料の 1 つがガソリンの場合、セクション 95484(d) に規定されているガソリンのベンチマーク。 または
- (B) 多燃料車両で使用される燃料の 1 つがディーゼル燃料である場合、セクション 95484(e) に規定されているディーゼル燃料のベンチマーク。

注: 引用: Sections 38510, 38530, 38560, 38560.5, 38571, 38580, 39600, 39601 and 43018, Health and Safety Code; 42 U.S.C. section 7545; and Western Oil and Gas Ass'n v. Orange County Air Pollution Control District, 14 Cal.3d 411, 121 Cal.Rptr. 249 (1975).

参照: Sections 38501, 38510, 39515, 39516, 38571, 38580, 39000, 39001, 39002, 39003, 39515, 39516 and 43000, Health and Safety

Code; Section 25000.5, Public Resources Code; and Western Oil and Gas Ass'n v. Orange County Air Pollution Control District, 14 Cal.3d 411, 121 Cal.Rptr. 249 (1975).

12.2.2 燃料経路クレジット計算方法「§ 95486.1. Generating and Calculating Credits and Deficits Using Fuel Pathways」規程の改訂ポイント

今回の改訂では、フォークリフトのEER(燃料利用効率)がサイズ別に細分化されるなど、詳細設定されている。関連の Table 5. EER Values for Fuels Used in Light- and Medium-Duty, and Heavy-Duty Applications、を示す。

表 12-1 EER 改訂案

軽量車・中量車用 (ガソリン代替)		重量車・オフロード車 (ディーゼル代替)		航空機 (ジェット代替)	
燃料&車両組み合わせ	EER ガソリン=1	燃料&車両組み合わせ	EER 軽油=1	燃料&車両組み合わせ	EER ジェット=1
ガソリン(E6、E10、E85等のエタノール混合も含む)&ガソリンエンジン(火花点火)車	1	軽油(バイオディーゼル混合も含む) & ディーゼルエンジン(圧縮着火)	1	代替ジェット燃料	1
CNG&火花点火エンジン車	1	CNG又はLNG&火花点火エンジン	0.9	1) eTRU="Electric Transport Refrigeration Units " 電力を用いた冷凍または保温輸送システム 2) eCHE="Electric Cargo Handling Equipment " 電動の貨物取り扱い車両 3) eOGV= "Electric Power for Ocean-going Vessel " 電動の小型港湾内船舶	
		CNG又はLNG&圧縮着火エンジン	1		
電力&BEV、PHEV	3.4	電力&BEV、PHEVトラック・バス	5		
		電力&長距離電車	4.6		
		電力&短距離電車	3.3		
電力&電動バイク	4.4	電力&トロリーバス、ケーブルカー、路面電車	3.1		
		電動フォークリフト <12,000lbs	1.9		
		電動フォークリフト ≥ 12,000lbs	3.8		
		eTRU 1)	3.4		
		eCHE 2)	2.7		
		eOGV 3)	2.6		
水素&FCV	2.5	水素&FCバス・トラック	1.9		
		FCフォークリフト <12,000lbs	1.1		
		FCフォークリフト ≥ 12,000lbs	2.1		
プロパン&火花点火エンジン車	1	プロパン&圧縮着火エンジン車	0.9		

12.2.3 乗用車向け水素ステーション「§ 95486.2. Generating and Calculating Credits for ZEV Fueling Infrastructure Pathways.」規程の改訂ポイント

「(7) 小型水素ステーション(LD-HRI) 経路への移行」が追加されている。

これは、現在の HRI クレジットの申請が、2025 年 12 月 31 日で締め切られることから、その延長措置(2030 年 12 月 31 日まで)を講じたもの、また、MHD(中重量車)向け水素ステーション/充電ステーションのクレジット規程が「§ 95486.3」として独立したことで、本セクションの規程は LD/小型車向け水素ステーションのクレジット規程に移行すねことになる。

但し、小型ステーションに限定されるとともに、申請できるステーションの場所は「恵まれない地域、低所得地域、または農村地域」であることが指定され、クレジット期間は 10 年に短縮されるなど、条件は厳しくなっている。

なお、急速充電ステーション、FCI クレジット(LD-FCI)も 2030 年 12 月 31 日まで申請が延長されているが、申請可能な場所が「恵まれない地域、低所得地域、既存の充電 ST から 10mile 以上はなれていること」に限定、150kw 以上の能力を持つこと、など LD-HRI 同様に条件は厳しくなっている。

LD-HRI についての当該部分の全訳を示す。黄色部分が追加部分、小文字は対応する現 HRI クレジット(2025 年 12 月 31 日までの申請)規程である。

§ 95486.2. Generating and Calculating Credits for ZEV Fueling Infrastructure Pathways.

セクション 95486.2. ZEV インフラによるクレジット生成と計算

(a) 水素ステーション(HRI)

(1)~(6)は現行規程、記載省略

(7) 小型水素ステーション(LD-HRI) 経路への移行:

2026 年 1 月 1 日以降、小型水素ステーションの所有者は、LD-HRI 経路を認証するための申請を提出することになる。LD-HRI 経路は、セクション 95486.2(a)(1-6)の HRI 経路の要件を保持しているが、以下の修正は 2026 年 1 月 1 日より発効する。

(A) サブセクション 95486.2(a)(1)(A) が修正される 1)。提案されている LD-HRI ステーションは、カリフォルニア州の恵まれない地域、低所得地域、または農村地域に設置し、一般に公開する必要がある。

1)95486.2(a)(1)(A):申請する HRI はカリフォルニア州内にあること

(B) サブセクション 95486.2(a)(1)(B) が修正される 2)。提案されている LD-HRI 経路の申請は、2030 年 12 月 31 日までに受領されなければならない。

2)95486.2(a)(1)(B):HRI 経路は、2025 年 12 月 31 日までに申請されなければならない

(C) サブセクション 95486.2(a)(2)(E) が修正される 3)。HyCap モデルまたは同等のモデル、または当局が承認した容量推定方法を使用して計算された、許可された運転時間当たりのステーション公称給油能力。申請者は完成したモデルを申請書とともに提出する必要がある。

3) 95486.2(a)(2)(E) <提出する情報>: HySCapE 1.0 モデルまたは同等のモデル、または当局が承認した容量推定方法を使用して計算された、許可された運転時間当たりのステーション公称給油能力。申請者は完成したモデルを申請書とともに提出する必要がある。

(D) サブセクション 95486.2(a)(2)(F) が修正される 4)。ステーションの LD-HRI 給油能力は、上記サブセクション (C) で決定された公称給油能力の 2 分の 1 または 600 kg/日のいずれか小さい方、になる。

4) 95486.2(a)(2)(F) <提出する情報>: ステーションの給油能力は、公称給油能力または 1,200 kg/日のいずれか小さい方。

(E) サブセクション 95486.2(a)(2)(J) は削除される 5)。

5) 95486.2(a)(2)(J) <提出する情報>:ステーション位置の妥当性を説明する資料の提出。

(F) サブセクション 95486.2(a)(3)(A)6) が修正される 6)。承認されたすべてのステーションからの LD-HRI クレジットの推定値が、最新四半期のデフィシットの 0.5%を超えている場合、当局は追加の LD-HRI 経路を承認せず、0.5%未満の LD-HRI クレジット推定値が得られるまで追加申請を受け付けない。LD-HRI クレジット推定値は、このセクションで説明する HRI クレジットとは別に計算される。

6) 95486.2(a)(3)(A)<認可プロセス>: HRI クレジットの推定値が、最新四半期のデフィシットの 2.5%を超えている場合、当局は追加の HRI 経路を承認せず、2.5%未満の LD-HRI クレジット推定値が得られるまで追加申請を受け付けない。

(G) サブセクション 95486.2(a)(3)(E) が修正される 7)。LD-HRI のクレジットは、当局が申請を承認した四半期から 10 年間に制限される。

7) 95486.2(a)(3)(F)<認可プロセス>: HRI のクレジットは、当局が申請を承認した四半期から 15 年間に制限される。

(H) サブセクション 95486.2(a)(4)(G) が修正される 8)。申請者が承認後 24 か月以内に運用可能とならず、LD-HRI クレジットの推定額が最新四半期のデフィシットの 0.5%を超えた場合、申請は取り消される。申請者は、次の四半期に同じステーションに対して新しい申請を提出することができる。この判断に用いる LD-HRI クレジットの推定価値は、その四半期にステーションに対して生成された LD-HRI クレジットの数と、LCFS Web サイトで公開されているその四半期の平均 LCFS クレジット価格を使用して計算される。

8) 95486.2(a)(4)(G)<HRI クレジット生成のための条件>: ステーションは申請承認から 24 か月以内に運用可能でなければならない。申請者が承認後 24 か月以内に運用可能を実証できなかった場合、申請は取り消される。申請者は同じステーションを再申請できるが、クレジット期間は 10 年間に短縮される。

(I) サブセクション 95486.2(a)(4)(H) が追加される。前四半期にステーションに対して生成された LD-HRI クレジットの推定累積値は、初期資本支出の 1.5 倍と、資本、運営、保守支出に対して受け取った前四半期の助成金収入またはその他の外部資金の合計の差よりも小さくなければならない。

(J) サブセクション 95486.2(a)(6)(C) が修正される 9)。ステーションのために負担した費用と受け取った収益の年次報告を提供すること。コストと収益の勘定科目は、セクション 95491 に従って提出される年次報告書に含める。

9) 95486.2(a)(6)(c)<報告と記録>:ステーションごとに、直近の報告四半期までにステーション所有者が負担した以下の費用と収入を四半期ごとに報告する。

(K) サブセクション 95486.2(a)(6)(C)の 1.は、初期資本支出の内訳を設備、労働力、材料、

料金、土地 (\$) ごとに含めるように修正される 10)。運転資金や施設外の設備にかかる費用は含めない。

10) 95486.2(a)(6)(c) 1.<報告と記録>:初期資本支出を報告。

12.2.4 中重量車向け水素ステーション「§ 95486.3. Generating and Calculating Credits for ZEV Fueling Infrastructure Pathways.」規程追加のポイント

タイトルはセクション 95486.2 と同じであるが、MHD(中重量車)向けステーションのクレジット規程として新たに追加された。

(a) Medium- and Heavy-Duty Hydrogen Refueling Infrastructure (MHD-HRI) Pathways.

(b) DC Medium- and Heavy-Duty Fast Charging Infrastructure (MHD-FCI) Pathways.

が規程されている。

一般ユーザーも利用可能で、車両総重量定格 8,501 ポンド以上の車両がアクセスできることや、設置場所も水素代替燃料回廊/hydrogen Federal Highway Administration Alternative Fuel Corridor から 1 マイル以内または、中重量車が夜間駐車をする敷地内等の条件がついている。

また、クレジットは、ディーゼル車 CI 値ベンチマークを基準として計算され、申請できる水素の CI 上限として 2030 年以前は 150gCO₂e/MJ、2030 年以降は 90gCO₂e/MJ と強化される。再生可能水素割合も、～2030 年は 40%以上、2030 年～は 80%以上と規程。

すでに、申請の締め切りは 2030 年の 12/31 で、クレジット生成期間は 10 年間。今回の改訂以前に認可されている HRS を改めて MHD-HRS として申請することはできない。

「(a)Medium- and Heavy-Duty Hydrogen Refueling Infrastructure (MHD-HRI) Pathways.」部分の全訳は下記参照。

§ 95486.3. Generating and Calculating Credits for ZEV Fueling Infrastructure Pathways.

セクション 95486.2. ZEV インフラによるクレジット生成と計算

(b) 中大型車両用水素インフラ(HRI)経路/Medium- and Heavy-Duty Hydrogen Refueling Infrastructure (MHD-HRI) Pathways

(1) MHD-HRI パスウェイの要件/MHD-HRI Pathway Eligibility

水素ステーションの所有者または指定者は、次の資格条件に従って、MHD-HRI 経路を認証するための申請を提出できる。

(A) 提案されている MHD-HRI ステーションは一般ユーザーも利用可能で、車両総重量定格 8,501 ポンド以上の車両がアクセスできるものであること。

(B) 提案された MHD-HRI ステーション場所は以下の要件を満足すること

1. カリフォルニア州内の設置
2. 設定済みまたは準備中の連邦道路管理局による水素代替燃料回廊/hydrogen Federal Highway Administration Alternative Fuel Corridor から 1 マイル以内、または中大型車の夜間駐車に使用される敷地上または隣接する敷地に位置するか、または選定基準として立地評価が含まれる州/連邦の競争的補助金プログラムから資金補助を受けていること。

(C) MHD-HRI 経路の申請は、2030 年 12 月 31 日までに受領されること。

(D) カリフォルニア州環境質法/California Environmental Quality Act に基づく対策としての HRS、またはカリフォルニア州/連邦規制に関連する措置に従って建設されたステーションは、MHD-HRI クレジットの対象にはならない。下記。

1. 2022 年 1 月 1 日より前に運営が許可された燃料供給設備/FSE/Fuel Supplying Equipment
2. カリフォルニア州/連邦規制の措置に従って資金を受領/使用している HRS
3. カリフォルニア州環境質法に基づく対策として建設されたステーション。

(2) MHD-HRI の申請要件/MHD-HRI Application Requirements

水素ステーションごとに、ステーションの所有者は、次の情報を含む申請書を LRT-CBTS に提出すること。

(A) 提案するステーションの所有者の名前と住所。

(B) 所有事業体の連絡担当者。

1. 名前
2. 役職または役職
3. 電話番号
4. 携帯電話番号

5. メールアドレス

(C) 提案するステーションの名前、番地、緯度、経度、および位置。

(D) 民間業務用車向けと一般車両向けそれぞれについての、許可されたステーションの1日あたり運用時間。1日の運用許可時間の合計が24時間未満の場合、申請者はステーションの1日の許可時間が制限されていることを証明する当局からの文書を提出する必要がある。

(E) 最新の HyCap モデルまたは同等のモデル、または当局が承認した供給能力推定方法を使用して計算された、許可された運転時間に対する公称給油能力。申請者は計算したモデルを申請書とともに提出する必要がある。

(F) ステーションの MHD-HRI 給油能力は、次の式を使用して計算される。

$$Cap_{MHD-HRI}^i = F^{station} \times RF_{MHD-HRI}^i$$

$Cap_{MHD-HRI}^i$ は FSE ii の MHD-HRI 給油能力 (kg/日)

$F^{station}$ はタイプごとにステーションに適用される係数。

- 共有 MHD-HRI ステーションの場合、50%
- プライベート MHD-HRI ステーションの場合、25%

$RF_{MHD-HRI}^i$ は、FSE ii の公称給油能力で上記サブセクション (E) で計算された値または 6,000 kg/日のいずれか少ない方。

(G) ステーションのディスペンサー数。

(H) 想定する水素の供給源、CI 値、および輸送方法。

(I) ステーションの運用開始予定日。

(J) 申請書一式の情報の真実性を証明する申請者からの署名入り証明書。証明書は電子コピーとして提出し、会社のレターヘッドを用い、申請書の情報の真実性を証明し、申請者に代わって署名する権限を持つ事業体の役員が署名し、代理団体（コンサルタントや法律顧問など）からのものではなく申請者本人からのものであること。

I, an authorized representative of _____ (applicant entity), attest to the veracity of the information submitted as part of the Medium- and Heavy-Duty Hydrogen Refueling Infrastructure (MHD-HRI) application, attest that the proposed FSE is not receiving funds pursuant to any enforcement settlement related to any California or Federal regulation, and declare that the information submitted accurately represents the anticipated and intended design and operation of the hydrogen refueling station. Further, I understand and agree to each of the statements in the attached application. I am a duly authorized officer with authority to attest to the veracity of the information in the application and to sign on behalf of the respective applicant.

I understand that the following information in the MHD-HRI application will be made available on the LCFS website: Name of the Applicant Entity, Station Name, Station Address, Number of Dispensing Units, HRI Refueling Capacity, and Effective Date Range for HRI Crediting.

By submitting this application, _____ (applicant entity) accepts responsibility for the information herein provided to CARB. I certify under penalty of perjury under the laws of the State of California that I have personally examined, and am familiar with, the statements and information submitted in this document. I certify that the statements and information submitted to CARB are true, accurate, and complete.

Signature

Print Name & Title

Date

(K) CBI (confidential business information)は、セクション 95488.8(c) に記載されている要件に従って指定する。

(L) 申請書および添付書類は、当局が別の形式で書面による承認または要求しない限り、LRT-CBTS 経由で電子的に提出すること。

(3) 申請承認プロセス

(A) ステーション所有者が水素燃料補給インフラクレジットを生成する前に、MHD-HRI 申請が当局によって承認される必要がある。MHD-HRI 申請は先着順で評価される。

1. すべての承認されたステーションからの MHD-HRI クレジットの推定額が、最新四半期の deficits の 2.5% を超える場合、当局は追加の MHD-HRI 経路を承認せず、推定額が 2.5%未満になるまで追加申請を受け付けない。
2. 個々の申請者の承認されたステーションからの MHD-HRI クレジット推定額が、最新四半期の deficits の 1%を超える場合、当局は追加の MHD-HRI 経路を承認したり、受け付けたりすることはない。申請できる MHD-HRI クレジット推定額は deficits の 1%未満。

(B) MHD-HRI クレジットの推定額は、次の式を使用して計算される。

$$\text{Credits}_{\text{MHD-HRI}}^{\text{Potential}} = \text{Credits}_{\text{MHD-HRI}}^{\text{Prior qtr}} \times \frac{\text{Cap}_{\text{MHD-HRI}}^{\text{Approved}}}{\text{Cap}_{\text{MHD-HRI}}^{\text{Operational}}}$$

$\text{Credits}_{\text{MHD-HRI}}^{\text{Potential}}$ は、承認された MHD-HRI ステーションからの MHD-HRI クレジット推定額

$\text{Credits}_{\text{MHD-HRI}}^{\text{Prior qtr}}$ は、最新の四半期に運用ステーションによって生成された MHD-HRI クレジットの合計。

$\text{Cap}_{\text{MHD-HRI}}^{\text{Operational}}$ は、最新の四半期に運用されていたステーションの MHD-HRI 合計能力

$\text{Cap}_{\text{MHD-HRI}}^{\text{Approved}}$ は、すべての承認された稼働中および休止中ステーションの MHD-HRI 合計能力。

(C) 正式な評価の準備が整っている申請書を受領した後、当局は申請者に次のいずれかを書面で通知する。

1. 申請完了、または

2. 申請書が不完全である場合、当局はセクション 95486.3(a)(2) のどの要件が満たされていないのかを特定する。

a. 申請者は、当局が特定した不備を修正するために追加情報を提出することができる。

b. 申請書が不完全であり、申請者が不完全の指摘を受けた後の四半期中に完全な申請を達成できない場合、申請は却下され、申請者に書面で通知される。申請者はステーションに対して改めて新たな申請を提出することはできる。

3. 申請評価プロセス中の任意の時点で、当局は書面により申請者に追加情報または説明を要求することができる。

(D) 申請書で提出された情報およびその他の入手可能な情報に基づいて、申請書がセクション 95486.3 (a)(1) および (a)(2) の要件を満たしていないと当局が判断した場合、申請書は承認されない。当局は、セクション 95486.2(a)(2)(J) に従い、ステーションの位置について十分な正当な理由が提供されない場合、申請を拒否することができる。当局が申請を承認しない場合は、申請者に書面で通知し、その理由を明らかにする。

(E) 当局が、申請者および申請書がセクション 95486.3 条 (a)(1) および (a)(2) に従って承認のすべての要件を満たしていると判断した場合、当局は申請書を承認し、ステーションの位置と割り当てられた識別子、デイスペンサーユニットの数、MHD-HRI 給油能力、MHD-HRI 経路クレジットの有効期限を含む承認概要を LCFS ウェブサイトに掲示する。

(F) MHD-HRI のクレジット生成は、当局による申請承認後の四半期から 10 年間に制限される。

(4) MHD-HRI レジットを生成するための要件。 HRI 経路を使用してクレジットを生成するには、ステーションは次の条件を満たしている必要がある。ステーション所有者は、これらの条件の順守を証明する記録を維持し、要求に応じて CARB 提出する必要がある。

(A) 申請者は、申請書に記載された設計容量と異なる場合、MHD-HRI 給油容量を更新しなければならない。元の申請から逸脱するステーションの設計または運用情報はすべて当局に申告し、セクション 95486.3(a)(2) に従って新しい証明書を提出する必要がある。

(B) MHD-HRI ステーションが公衆に利用可能であり、サービス料金を請求する場合、主要な燃料カード、クレジットカード、およびデビットカードを受け入れる公共 POS 端末を使用しなければならない。

(C) ステーションは、利用可能な場合はステーション運用ステータスシステム (SOSS) に接続されており、小売用に公開されており、次の要件を満たすこと

1. 管轄当局による最終検査に合格し、運営許可を取得していること。

2. ステーション所有者はステーションを完全に稼働させ、FCVドライバーにサービスを提供するのに適していることをコミットすること。これには、ステーションが適切なSAE 給油プロトコルを満たしているというステーション所有者のコミットが含まれる。

3. 設置されているすべてのディスペンサーは、カリフォルニア州食品農業省/計量標準局 (CDFA/DMS) が管理するカリフォルニア型式評価プログラム (CTEP) に従って型式評価を受けて一時使用許可を取得しているか、CDFA/DMS による型式承認証明書が発行されていること。

(D) FSE 登録はセクション 95483.2(b)(8)に従って完了する必要がある、供給された水素の量はセクション 95491 の要求に従って報告しなければならない。

(E) ステーションは、MHD-HRI クレジットを生成するために、所定の四半期に水素を供給する必要がある。供給される水素は、全社的な加重平均ベースで、次の CI および再生可能水素割合の要件を満たしていること。当局は、全社加重平均 CI および再生可能水素を計算するために、LRT-CBTS に固有の FEIN (Federal Employer Identification Number)を持つ事業体によって登録されたすべてのステーションを考慮に入れる。

1. 2030 年 1 月 1 日以前の CI は 150 gCO₂e/MJ 以下、それ以降は 90 gCO₂e/MJ 以下、および

2. 2030 年 1 月 1 日以前は再生可能水素割合 40%以上、それ以降は 80%。

(5) MHD-HRI クレジットは、次の式を使用して計算される。

$$\begin{aligned} \text{Credits}_{\text{MHD-HRI}} (\text{MT}) &= (CI_{\text{standard}}^{\text{diesel}} \times EER^{XD} - CI_{\text{MHD-HRI}}) \times E_{\text{H}_2} \\ &\times (Cap_{\text{MHD-HRI}} \times N \times UT - H2_{\text{disp}}) \times C \end{aligned}$$

$CI_{\text{standard}}^{XD}$ は、セクション 95484(b)に規定されている、特定の年のディーゼルの炭素集約度ベンチマーク

EER^{XD} は、表 5 にリストされている、ディーゼルに対する H₂/FCV の EER (Energy Economy Ratio)、XD =ディーゼル。

$CI_{\text{MHD-HRI}}$ は、四半期中に供給された水素の全社加重平均 CI または 0 g/MJ のいずれか大きい方。

E_{H_2} は、表 4 に示す水素のエネルギー密度 (MJ/kg)。

$Cap_{\text{MHD-HRI}}$ はステーションの HRI 給油能力 (kg/日)。

N は四半期内の日数。

UT はセクション 95486.3(a)(6)(A) で定義されているステーションの
可用性稼働時間乗数。

$H2_{disp}$ は、四半期中に充填される水素の量 (kg)。

C は、クレジットを gCO_2e からメートルトンの単位に変換
するために使用される係数 $C = 1.0 \times 10^{-6} \frac{(MT)}{(gCO_2e)}$

(6) 報告および記録保管の要件。

承認された HRI 経路に関連付けられた LRT アカウントにクレジットが発行される前に、
セクション 95491 に規定されているように、四半期ごとに以下の内容を当局に報告する
必要がある。

(A) ステーションの可用性。これは、ステーションの許容運用時間に対して四半期中
にステーションが稼働充填できる時間の割合。ステーション容量の一部が充填に利用
できない期間は、その期間中に給油に利用可能なステーション容量のパーセンテージ
に比例配分して、ステーション利用可能量がカウントされる。

(B) 供給された水素の全社加重平均再生可能エネルギー割合（パーセント）および炭
素集約度 (gCO_2e/MJ)。

(C) コストと収益のデータ。ステーションのために負担した以下の費用と受け取った
収益の年次報告。コストと収益の勘定科目は、セクション 95491 に従って提出される
年次報告書に含める必要がある。

1. 設備、労働力、資材、料金別の初期資本支出の内訳を含む総資本支出 (\$)。土地、
運転資金、敷地外施設の費用は初期資本支出に含まれない。
2. 水素の総配送コスト (\$) と水素の平均配送コスト (\$/kg)
3. 総メンテナンス費用 (\$)
4. 総土地賃貸料 (\$)
5. CAPEX に適用された補助金収入またはその他の外部資金の総額
6. OPEX に適用された助成金収入またはその他の外部資金の総額
7. 水素の販売から得た総収益 (\$) と販売された水素の平均小売価格 (\$/kg)
8. その他の運営費 (\$)

(b) 中大型車両用急速充電インフラ経路/ DC Medium- and Heavy-Duty Fast Charging
Infrastructure (MHD-FCI) Pathways

-----以降省略-----

12.2.5 CCS 関連 「§ 95490. Provisions for Fuels Produced Using Carbon Capture and

Sequestration」 規程改訂のポイント

CCS 関連でも DAC 周りを中心に改訂や追記が行われている。特記事項は下記の通り

- ・ CCS プロトコルでは、「世界各地」を対象としていた DAC プロジェクトによるクレジット生成が、「物理的に米国内に設置されなければならない」と規程((a)(2)(A))
- ・ DAC で消費する電力の CI 値算出方法を追記((b)(8))
- ・ 申請する際の共同事業体として、「CO₂ を輸送する事業体」が追記((c)(1))
- ・ これまで別用途として使われていた CO₂ を CCS に適用した場合の CI 値の考え方を追記((c)(2)(A))。

「LCFS クレジットの資格を得るには、すでに産業界で回収され生産的に使用されている CO₂ を隔離する CCS プロジェクトが、CO₂ をネットで削減することを証明する必要がある。従来の産業利用に代わるマージナルな新たな CO₂ 源が、人為起源の発生源からの新たな導入または拡大された回収であるという証拠を提供すること。」

CCS 関連を規定したセクション 96490 改訂案全文を示す。緑背景が、改訂案で追記された部分。

§ 95490. Provisions for Fuels Produced Using Carbon Capture and Sequestration.

§ 95490. 炭素回収および隔離を使用して製造される燃料に関する規程

(a) 資格/Eligibility

以下の事業体は、2018 年 8 月 13 日に Industrial Strategies Division, California Air Resources Board によって制定された「CCS プロトコル/ Carbon Capture and Sequestration Protocol under the Low Carbon Fuel Standard」に従ってプロジェクト申請を提出し、承認された場合、CCS プロジェクトからの正味 GHG 削減に関連するクレジットを受け取る資格がある。

- (1) 中間製品として使用される水素の生産場所を含むオンサイトで CO₂ を回収し、オンサイトまたはオフサイトで CO₂ を地質学的に隔離する代替燃料生産者、製油所、および石油・ガス生産者。
- (2) 化学的および/または物理的分離を使用して大気から CO₂ を除去し、地質学的に CO₂ を隔離するために、直接空気回収を採用する事業体。

(A) 直接空気捕捉および隔離プロジェクトは、物理的に米国内に設置されなければならない。

(B) 直接空気回収に由来する CO₂ が燃料に変換される場合、プロジェクトベースの CCS クレジットの対象にはならない。ただし、申請者は、セクション 95488.7 に記載されている Tier 2 経路申請プロセスを使用して燃料経路認証を申請することができる。

(b) 一般的要求事項/General Requirements.

- (1) CCS クレジットを申請するプロジェクトおよび燃料経路は、CCS プロトコルに準拠する必要がある。CCS プロトコルに準拠しているとみなされるには、CCS プロトコルの永続性要件に従ってプロジェクト期間を通じてすべての要件を満たさなければならない。
- (2) CCS を利用するプロジェクトのクレジットは、CCS プロトコルの計上要件に従って決定される。
- (3) 直接的な大気回収および隔離プロジェクトを除き、クレジットはカリフォルニアに納入された燃料の量に基づいて日割り計算される。
- (4) 原油およびガス生産者によって生成された CCS クレジットは、革新的原油条項（セクション 95489(c)）に基づいて請求する必要がある。
- (5) 製油所による CCS クレジットは、製油所投資クレジットプログラム（セクション 95489(e)）に基づいて請求する必要がある。
- (6) 代替燃料生産者に関連する CCS の GHG 削減効果を計上するには、セクション

95488.7 に従って Tier2 燃料経路申請を提出する。CCS の GHG 削減効果は、Tier 2 燃料経路の関連する CI スコアに反映される。

(7) CCS を利用するプロジェクトは、クレジットを受け取るためにセクション 95500 に基づく検証を受ける必要がある。

(8) 直接大気回収操作のみの場合、回収施設によって使用される電力による温室効果ガス排出量は次のように計算される。

(A) オンサイト(つまり、メーターの背後)で生成された電力の場合、温室効果ガス排出量は、特定の電力供給に対する CAGREET4.0 排出係数を使用して計算する。

(B) 直接空気回収に使用されるグリッド電力は、セクション 95488.8(i)(1)(C)の規定により低 CI 電力として請求できる。

(C) 新規または拡張された低 CI 電力の購入が証明できない場合、温室効果ガス排出量は CA-GREET4.0 (該当する場合は eGRID 米国サブリージョンなど) 排出係数を使用して計算しなければならない。

(c) 申請内容と提出物/Application Contents and Submittal

特に明記されていない限り、CCS クレジットの申請は次の要件に準拠すること。

(1) 申請は、CO₂ を回収する事業体、CO₂ を輸送する事業体、および CO₂ を隔離する事業体が共同で提出しなければならない。ただし、同じ事業体が CO₂ の回収、輸送、および隔離に責任を負う場合は除く。

(2) 申請書には以下の資料を含むこと。

(A) CCS プロジェクトの完全な説明と温室効果ガス排出量がどのように削減されるかの説明。LCFS クレジットの資格を得るには、すでに産業界で回収され生産的に使用されている CO₂ を隔離する CCS プロジェクトが、CO₂ をネットで削減することを証明する必要がある。従来の産業利用に代わるマージナルな新たな CO₂ 源が、人為起源の発生源からの新たな導入または拡大された回収であるという証拠を提供すること。

(B) プロジェクトの図示。システムの境界、関連するプロセス機器、パイプラインに注入される CO₂ の量、または他の輸送手段によって配送される CO₂ の量を含む流量を明確に示す工学図面またはプロセスフロー図。CO₂ 圧入と CCS クレジットの計算に必要なエネルギーフロー図

(C) システム境界内のすべての燃焼装置および電気駆動装置の説明。これには、それぞれの容量、サイズ、または定格出力、燃料利用のタイプ、燃料シェア、エネルギー効率(低位発熱量ベース)、および提案されている用途が含まれる。

(D) システム境界内のフレア放出、ベント放出、および逃散放出のすべての発生源の説明。これには、システム境界から出るフレア放出、ベント放出、および逃散放流の組成と量が含まれる。

(E) エネルギー使用量および化学物質の出入バランス。

(F) CCS クレジットの推定値。生産および運用データまたはその他の技術データの説明とコピーを含む、CCS プロトコルの計上要件に従って計算される。計算をサポートするために使用される文書。申請書には、削減が CCS プロジェクトの一部であることを示すプロセス固有のデータが含まれている必要がある。

(G) CCS プロトコルの永続性要件の認可として発行される州知事令。隔離サイトが CO₂ を永続的に貯蔵できるものとして認定され、運営とクレジットの生成の認可。

(3)申請書には、CCS クレジットの計算に使用されるすべての情報源を網羅する参考文献のリストを含める必要がある。参照リストはセクション 95489(c)(2)(E) の要件を満たすこと

(4)申請書には、申請書パケット内の情報の真実性を証明し、提出された情報が実際の CCS プロジェクトの温室効果ガス排出削減量を正確に表していることを宣言する申請者の署名入り送付状を含めること。送付状は原本であり、会社のレターヘッドに記載され、申請書の情報の真実性を証明し、申請者に代わって署名する権限を持つ申請者の役員によって署名されている必要がある。

(5) CBI(confidential business information)を指定する必要がある、CBI を含むように指定された提出文書の編集版は、セクション 95488.8(c) に記載されている要件に従って提供されなければならない。

(6)提案されている CCS プロジェクトをサポートする情報または文書を提出する申請者は、企業機密情報として識別されていない申請書のすべての情報が、次の規定に従って公開の対象となることを申請者が理解し、同意することを明確に示す書面による声明を含めなければならない。「カリフォルニア州法規、タイトル 17、セクション 91000 から 91022 およびカリフォルニア公記録法(政府法典、§ § 6250 以降)」。なお、申請者が機密であると主張した情報は、理事会がその情報が開示の対象であると判断した場合、後にセクション 91022 に基づいて開示される可能性がある。

(7)当局が別の形式を承認または要求した場合を除き、申請書、裏付け書類、およびその他すべての関連データ、計算書またはその他の書類は、AFP(Alternative Fuel Portal)経由で電子的に提出しなければならない。

(d) 申請の承認プロセス/Application Approval Process

CCS プロジェクトが LCFS 規制に基づいてクレジットを生成するには、(The Executive Officer)が申請を承認する必要がある。

(1) 正式な評価の準備が整っていると申請者が指定した申請書を受領した後、当局は申請者に次のいずれかを書面で通知する。

(A) 申請が完了している、または

(B) 申請書が不完全である場合、当局はどの要件が満たされていないのかを特定する。

申請者は不備を修正するために 30 日以内に追加情報を提出することができる。提出しない場合、申請は却下される。

(2) 申請完了後、当局(CARB)は申請書を LCFS ウェブサイトに掲載する。パブリックコメントは、申請書が投稿された日から 14 日間受け付けられる。事実または方法論上の潜在的な誤りに関連するコメントのみが考慮される。当局は、事実上または方法論上の潜在的な誤りを特定するすべてのコメントを申請者に転送する。申請者は 30 日以内に申請書の修正を当局に提出するか、修正が必要ない理由を説明する詳細な書面回答を当局(CARB)に提出しなければならない。

(3) 申請がセクション 95490 に規定されている要件を満たしていると当局が判断した場合、当局は CCS ロジケットを承認するための最終的な措置を講じる。当局は、プロジェクトに適用すべきと判断した特別な制限、記録保持と報告の要件、運用条件を含む承認条件を規定することができる。申請がセクション 95490(b) の要件を満たしていないと当局が判断した場合、申請は承認されず、申請者に書面で通知され、不承認の根拠が特定される。

(e) 報告/Reporting

各 CCS プロジェクト運営者は、CCS プロトコルとセクション 95490(d)(3)に従って、年間隔離された CO₂ の正味量を当局に報告し、その他の該当する報告要件をすべて満たさなければならない

(f) クレジットの審査と発行/ Credit Review and Issuance.

CCS プロジェクトのクレジットは、プロジェクトベースの規定に基づいて、または Tier 2 燃料経路を通じて LCFS クレジットを受け取ることができる。

(1) 承認された CCS を適用する革新的原油プロジェクト (セクション 95489(c)(1)(A)2.)、製油所プロジェクト (セクション 95489(e)(1)(D)1.)、または直接空気回収 および隔離プロジェクト (セクション 95490(a)(2)) に基づき、事業体はプロジェクト報告書を通じて四半期または毎年報告する必要がある。毎年報告することを選択した事業体は、毎年 4 月 30 日までに、前年度の年次プロジェクト報告書を CARB に提出する。これらのプロジェクトのクレジットは、レポートスケジュールに従って四半期または毎年生成される。

セクション 95500(e) に基づく該当するプロジェクトレポートに対する肯定的または適格な肯定的検証ステートメントを受け取る報告期間が終了すると、当局は申請者に発行する単位数を決定する。否定的な検証ステートメントの場合はクレジット発行が行われず、当局による調査が行われる。

(2) CCS プロジェクトを組み込んだ認定 Tier 2 燃料経路の場合、95486.1 項に従い、認定経路 CI を使用して四半期ごとに報告される燃料取引のクレジットが、所定の四半期に

対して生成される。燃料経路所有者は、セクション 95488.10 に従って、燃料生産および CCS プロジェクトからの運用データを燃料経路年次報告書に含める必要がある。年次燃料経路報告書の検証を取得する必要がある事業体は、セクション 95500(b) の要件に準拠する必要がある。

(g) 記録の保管/Recordkeeping

セクション 95491.1 および CCS プロトコルに従って、CCS クレジット生成者としての承認を受けた各申請者は、永久隔離を検証するために必要な記録を含む、CCS プロジェクトの記録を維持する必要がある。少なくとも次の記録を保存すること。

- (1) カリフォルニアで生産および、カリフォルニアに配送された代替燃料、石油燃料、原油/天然ガスの四半期ごとの量。
- (2) CO₂ 回収施設及び注入施設でのエネルギー使用量と化学使用量のデータ
- (3) 算定計上プロトコルおよび永続性プロトコルの文書
- (4) セクション 95490(d)(3) に従って、当局が保存を要求する追加の記録。

(h) CO₂ 漏洩とクレジット失効/CO₂ Leak and age Credit Invalidation

- (1) 検証された温室効果ガス排出削減に対するクレジットは、それに関連して隔離された CO₂ が放出または大気中に漏洩した場合、無効になる場合がある。
- (2) 無効化されたクレジットの数は、隔離ゾーンから放出または漏洩した CO₂ の量 (CO₂ 漏洩) に等しく、CCS プロトコルに従って決定する。
- (3) 注入後 50 年以前:
 - (A) 当局 (CARB) は、無効化されたクレジット数にカウントするために、プロジェクトの貢献総額を上限として、バッファアカウントからクレジットを取り消すことができる。
 - (B) プロジェクト運営者は、95490(h)(3)(A) に従ってクレジットを取り消された後、全てのクレジットアカウントから消却する。
 - (C) 当局は、95490(h)(3)(A) および (B) に従ってクレジットを取り消した後、当該量のクレジットをバッファ口座から消却する。
- (4) 注入後 50 年以降:
 - (A) プロジェクト運営者は、漏洩により無効であることが判明したクレジットを補う責任を負わない。
 - (B) 当局は、漏洩により無効であることが判明したクレジットを補うためにバッファ口座からクレジットを消却することができる。

注) 引用規程: Sections 38510, 38530, 38560, 38560.5, 38571, 38580, 39600, 39601, 41510, 41511 and 43018, Health and Safety Code; 42 U.S.C. section 7545; and Western Oil and Gas

Ass'n v. Orange County Air Pollution Control District, 14 Cal.3d 411, 121 Cal.Rptr. 249 (1975). Reference: Sections 38501, 38510, 39515, 39516, 38571, 38580, 39000, 39001, 39002, 39003, 39515, 39516, 41510, 41511 and 43000, Health and Safety Code; Section 25000.5, Public Resources Code; and *Western Oil and Gas Ass'n v. Orange County Air Pollution Control District*, 14 Cal.3d 411, 121 Cal.Rptr. 249 (1975).

12.2.6 ブック&クレーム関連規程の改訂

ブック&クレーム関連の記載があるセクション 95488. “Entities Eligible to Apply for Fuel Pathways”、 セクション 95491. “Fuel Transactions and Compliance Reporting”、を抜粋して、別添資料で示す。黄色バックが、改訂で追記された部分である。

低 CI 水素や DAC でブック&クレームによる低 CI 電力を用いる場合の計上方法が、詳細に追記された。計上方法そのものは、これまでの低 CI 電力そのものをブック&クレームで計上する場合と同じである。

低 CI 水素については、バイオメタンをブック&クレームで水素製造に用いる場合の計上方法も改訂されており、「2046 年 1 月 1 日からバイオメタンを報告する事業体は、供給経路に沿ったパイプラインが、年間ベースで少なくとも 50%の時間、最初の注入点から燃料供給施設に向かって物理的に流れていることを証明しなければならない。」との追記がなされた。

また、低 CI 水素そのものをパイプライン輸送する場合のブック&クレームによる計上方法も追記された。条件の一部を抜粋して示す(全規程は別添参照)

- (A) カリフォルニアと物理的につながっている専用の水素パイプラインに低 CI 水素を注入すること
 - (B) 低 CI 水素の well-to-wheel の炭素集約度が、ガス状水素で 55.00 gCO₂e/MJ、またはパイプライン注入前に液体として輸送された場合 95.00 gCO₂e/MJ を超えないこと。水素が天然ガスの水蒸気改質から生成される場合、炭素集約度の閾値を満たすためにバイオメタンの Book-and-Claim 計上が使用される場合がある。
 - (C) 2022 年 12 月 31 日以降に稼働または生産を拡大したものであること。
- 等

12.3 パブリックコメント要旨例

改訂案に対して、2024/1/5～2024/2/20 の間、パブリックコメントが受け付けられ、407 件が提出された。当初、パブコメを受け 3/21 にパブリックヒアリングを開催する予定であったが、延期されている。

それぞれの立場から、様々な要望、提案が寄せられており、ヒアリング延期も無理ないことのように思われる。代表的な事業者からのパブコメをいくつか要旨を示す。アンターラインがポイントとなるキーワードである。

今回ピックアップしたものでは、ベンチマークの速やかな引き上げや自動強化メカニズムの前倒し導入を求めるものが多い。また、ステーションの立地制限や、容量上限に対しては、水素ステーション、充電ステーション事業者双方から削除を求める声が上がっている。他には、バイオメタンのブックエンドクレーム、家畜メタンの取扱いについて、賛否双方の意見が提出されている。

岩谷アメリカ(水素ステーション)

- ・ MHD ZEV 用ステーションへのクレジット設定に賛成。
- ・ 2030 年の削減目標を改訂案の 30%さらに引きあげ、40%とすることを提案する。
- ・ クレジットの期間を改訂案の 10 年から 15 年に延長することを要望する。
- ・ 2030 年以降の再生可能割合 80%は大幅なコストアップとなる。40%の維持を要望。

Nel(水素供給、水素 ST 機器)

- ・ 共用 MHD-HRI クレジット対象の計算=能力×50%での「50%」の削除
- ・ 累積クレジットの初期資本支出に対する 1.5 倍以内、という上限の撤廃または見直し
- ・ クレジット期間を現状並みの 15 年に維持することを要望

以上は、MHD 水素価格をディーゼルバリティとするために必要

First Element Fuel(水素 ST 運営)

- ・ ベンチマークを 2025 年より早く 5%強化。
- ・ LD-HRI クレジット対象の能力上限 1,200kg/日の維持(改訂案は 600kg/日に変更)
- ・ LD-HRI クレジット期間 15 年の維持(改訂案は 10 年に短縮)
- ・ LD-HRI ステーションの設置制限=低所得地域、農村部等に限定、の削除。
- ・ MHD-HRI クレジット期間を 15 年とすることを要望
- ・ MHD ステーションの設置制限=FHA ルートから 1 マイル以内の設置等、に対する柔軟な判断

Air Liquide(ガス製造・供給)

- ・ LD-HRI クレジットの容量上限を、現在の 1,200kg/日に維持すべき (改訂案は 600kg/日)
- ・ ステーションの立地制限は、脱炭素化への移行を遅延させる。削除すべき。
- ・ HRI だけに課せられている、再生可能割合 80%以上の要件は不要。
- ・ バイオメタンのブックアンドクレーム計上に関して、「50%以上が物理的にカリフォルニア州内に供給されていることを証明」の要件は、恣意的であり不当。
- ・ ランドフィルメタンを用いることによるメタン回避効果を、再考し、拡大すべき。
- ・ 再生可能メタン製造設備で電力や、カリフォルニア外での水素製造での電力等、すべてのプロセスエネルギーへの再生可能電力の調達に柔軟性を持たせるべき (現在の文言では、州外の水素製造では適用されないとも読み取れる)。

Air Products(ガス製造・供給)

- ・ LD-HRI クレジットの容量上限を、現在の 1,200kg/日に維持すべき (改訂案は 600kg/日)
- ・ 自動強化メカニズムは、2026 年から前倒し実施すべきである。
- ・ 水素は、カリフォルニアで消費される限り、生産地制限を課すべきではない。
- ・ 水素に用いる低 CI 電力のブックアンドクレーム計上に賛成、ただし、低 CI 電力をそのまま利用する場合と条件は完全に同等とするべき。
- ・ バイオメタンの水素利用が延長されたことを歓迎。
- ・ LD-HRI クレジットの延長と、MHD-HRI クレジットの創設を歓迎
- ・ 水素の Tier1 計算ツールの追加と、製油所外で設置されている水素プラントもプロジェクトベースクレジット対象として明確化されたことを歓迎。

Japan Hydrogen Forum ---- JETRO が提出

- ・ 直ちにベンチマークを 5%強化。自動強化メカニズムの前倒し導入を提案。
- ・ クレジット期間 15 年⇒10 年短縮について、再検討を要望。
- ・ LD-HRI の容量上限 600kg/日の見直しを要望。
- ・ HRI のみに再生可能割合 80%を課すことは、FCI と比較すると過度に制限的であり、時期尚早。削除を要望。

Marathon Petroleum Company(石油精製供給)

- ・ 水素原料として、2040 年以降に制限するとしている再生可能天然ガスのブック&クレームによる計上の継続を要望する。

- ・ジェット燃料の第一の報告者は、輸入業者や製造業者ではなく、空港の燃料タンク所有者であるべき。用途によって運用が異なるため(国際線は遵守義務免除)、末端のタンク管理者でないと実態把握ができない。
- ・製油所投資 PJ によるクレジット生成は、製油所での GHG 削減、ひいてはカリフォルニア全体での GHG 削減に必要な施策。2025 年以降もプロジェクト申請・許可を継続すること要望する(原案では 2025 年以降の延長無し)。
- ・農作物原料について、その利用上限を設けることの代替策として、第三者機関による農作物の持続可能性認証プログラムの導入を提案しているが、その内容は非効率で農家のコスト負担を増大させる。

NESTE(石油、バイオ燃料供給)

- ・2 月中のルール策定完了、2024 年の確実な実行を要請。
- ・2025 年のベンチマーク、現行比 12%強化(限改訂案は 5%強化)の即時実施。
- ・自動強化メカニズムの 2026 年導入(現改訂案は 2027 年導入)と、トリガーの 3.0 から 2.5 への強化を提案。
- ・再生可能ディーゼルと SAF の作物由来原料に恣意的な上限を設けないことを要望。
- ・低 CI 水素をカリフォルニアに持ちこむ手段としての水素パイプライン要件を撤廃し、あらゆる手段(低 CI 水素で作った低 CI 燃料等)で持ち込めるように見直すことを要望。
- ・CI 実績が、設定 CI をした回った場合のインセンティブの付与を提案。
- ・低 CI 水素の定義の明確化(再生可能水素とどう違うのか)
- ・外航船に使用される燃料への LCFS の適用を提案。

Chevron(石油精製・供給)

- ・HEFA カリキュレーターでの副生産品クレジット計算方法に一貫性をもたせるべき。例えば、軽質炭化水素から水素を製造すると、それは天然ガス置き換えからのフルクレジットが得られるが、代替燃料として用いられた場合は、アロケーションクレジットとなる。再生可能プロパン/ガスが、製油所内で代替燃料として用いられた場合は、これまで使われていた化石由来燃料と置き換えられるので、フルクレジットとするべきである。

Southern California Gas Company, SoCalGas(ガスエネルギー供給)

- ・電化が困難な分野で使用するバイオメタン市場の成長を促進するために、産業用クリーン燃料基準などの補完的な政策を確立すべきである。
- ・段階的な廃止が提案されている、バイオメタンのフックアンドクレーム計上の継続を要望する。

TESLA(BEV メーカー)

- ・優先度に応じて、3 分類で修正を要望する。

<必須の修正>

- ・2030 年ベンチマークを削減率 30%以上に引き上げ
- ・足元のベンチマークを原案より少なくとも 12%を段階的に強化。
- ・家庭での EV 充電による、EV メーカーでのクレジット生成メカニズムの追加
- ・見直し規程の 2024 年実施
- ・自動強化メカニズムの 2026 年(前倒し)導入。

<優先度の高い修正>

- ・小型 BEV の EER 値(3.4、13 年前に設定))の引き上げ。技術開発が進み、現在の実力は 4.0 を超える可能性がある。
- ・大型 BEV の EER 値(5.0、2018 年に 2 台のデータから設定)の、最新実績を踏まえた見直し。
- ・非住宅用 EV 充電での不必要な第三者認証の廃止。すでに、農務省軽量標準局(DMS)の管轄下であり、重複管理の必要なし。
- ・中大型充電インフラプログラムの修正
 - ✓ 立地制約削除。
 - ✓ 1 サイトあたり 10 台以下という充電器制限の削除または上限引き上げ。
 - ✓ 同様に 10MW 以下制限の少なくとも 15MW への引き上げ。
 - ✓ MHD-FCI プログラムの申請制限を、前四半期の deficits の 2.5%以内から 5%以内に引き上げ。
 - ✓ HCI クレジットと FCI クレジットルールの調和(原案は HCI 優遇)
 - ✓ 「民間 MHD-FCI ステーション」には、政府、民間、非営利部門の団体が所有するフリートが含まれることを明記。
- ・小型充電インフラプログラムの修正
 - ✓ 申請制限、前四半期の deficits の 2.5%以内の維持(改訂案では 0.5%以内に強化)
 - ✓ 地理的制限の削除と、能力制限 6MW から 1MW への引き下げ案の撤回
- ・不正なバイオ燃料(パーム油)排除の取り組みに賛同
- ・水素パイプラインを用いたブックアンドクレーム計上の見直しが必要。水素は地球温暖化系末が高く、パイプラインからの漏洩を懸念。

<時間があれば修正>

- ・急速充電器の設置制限、「半径 220m 内に他の急速充電器がないこと」を「20m 以内」に変更。

- ・スマートチャージ経路の変更。時間単位でのより詳細な電力炭素集約度に応じたクレジット生成。
- ・deficits 返済までの利息 5%の 10%への強化

International Council on Clean Transportation(ICCT)

- ・クレジットが生成できる、脂質由来燃料に上限を設けるべきである。バイオディーゼルの GHG 削減効果は過大評価されている。
- ・家畜によるバイオメタン排出回避クレジット(GHG がーになる場合がある)を 3 年以内に廃止すべきである。家畜メタンの排出回避は、すでに、メタン排出を 2030 年までに 40%削減するという規制のメカニズムとして採用されており、LCFS でインセンティブを与える必要はない。
- ・水素製造用バイオメタンの要件は、同様にブック&クレームが適用される水素製造用低 CI 電力の要件より厳格性におとる。地理的に、近隣の州に限定すべきである。
- ・ジェット燃料の対象を州間輸送にも拡大し、脂質由来燃料の利用を 2025 年から制限すべき。州内だけでは少量のため効果も限定的。
- ・eFuel によるクレジットは、グリーン水素の製造と同様に、系統電力に接続したプロジェクトにも適用できる形にすべきである。エ
- ・充電インフラと固定軌道公共交通機関電化のためのクレジット範囲の拡大を要望。具体的には充電インフラ申請条件の対 deficits 上限を 2.5%に設定。また、現在は 2011 年以降に建設された線路部分だけに適用されている固定軌道公共交通機関のクレジットを、「自動車からの置き換え効果」を念頭に、全ての線路へと拡大することを要望。

BMW(自動車)

- ・BEV を住宅で充電した場合のクレジットを自動車メーカーにあたえるべき。
- ・EV 充電データの検証要件を軽減、あるいは検証コストを電力会社と共有し、充電事業社の負荷を軽減、参入を促進すべき。
- ・財政的に余裕のない小規模農家がバイオメタン事業に取組めるように、150kW の小規模システムに特化した規則変更が望ましい。例えば、第三者認証の削除、年次報告書の簡素化等。

ボーイング、エアバス等、航空機会社の連名

- ・航空業界の一員として、LCFS プログラムに基づいてジェット燃料を規制するという CARB の提案に対する深刻な懸念と反対を表明する。CARB の提案は、航空業界と CARB の共通目標である、カリフォルニアでの追加の持続可能な航空燃料 (SAF) の生産または使用を誘発することなく、ジェット燃料のコストを引き上げると信じる。我々は、CARB

に対し、ジェット燃料を規制する提案を撤回し、代わりに CARB と業界の共同作業グループを設立し、SAFの生産と使用を増やすための代替解決策を模索することを奨励する。

サンディエゴ港

- ・サンディエゴ港は、クレジット資金を活用して2つの陸上電力システム、電気ピックアップトラック2台、ヤードトラクター5台を調達、さらに、将来は陸上電力2件、電気トラック80台、ヤードトラクター10台、電気自動車供給装置(EVSE)を計画しているが、足元(2024年、2025年)で下落しているクレジット価格の影響で実現が危ぶまれる。自動強化メカニズムの前倒し導入を要望する。(原案では2027年導入)

13. 関連情報

13.1 水素ハブへの応募と採択

カリフォルニア州は、DOE の水素ハブプロジェクトに応募し、採択されている。カーボンニュートラル関連情報としてまとめた。

13.1.1 DOE 水素ハブプロジェクトの概要

- ・超党派インフラストラクチャ法(Bipartisan Infrastructure Law)に基づく、総額 80 億ドルのクリーン水素ハブ(Regional clean hydrogen hubs across America、"H2Hubs")プログラムは、水素の生産者、消費者、および地域のインフラネットワークを構築して、クリーンエネルギーキャリアとしての水素利用の加速を目的としたもの。
- ・産業部門での革新的な使用を含むクリーンな水素の生産、処理、配送、保管、および利用より、2035 年までにクリーン電力 100%、2050 年までに正味ゼロの炭素排出というバイデン大統領の目標を支える。
- ・選定される H2Hubs は最低 4 か所、想定は最初の採択で 6~10 か所を選定し、80 億ドルのうち 60~70 億ドルを交付、残りの 10~20 億ドルは追加応募にリザーブする。
- ・支援割合は 50%、想定補助額は PJ あたり 400~1,250 百万ドル。PJ 期間は 2022 年度~2026 年度。

<経過>

- | | |
|-------------|---|
| ①2022/2/15 | Request for Information(RFI) 募集開始 |
| ②2022/3/29 | RFI 締切、300 件超の提案 |
| ②2022/6/6 | Notice of Intent (NOI)で要項を公表 |
| ③2022/9/22 | Funding Opportunity Announcement(FOA)公示 募集開始 |
| ④2022/11/7 | コンセプトペーパー締め切り、応募 79 件 |
| ⑤2022/12/27 | Encourage/Discourage レター発信(一次審査)、Encourage は 33 件 |
| ⑥2023/4/7 | 最終提案書締め切り |
| ⑦2023/10/13 | 採択発表 |

<応募要件概要>

- ・「クリーン水素」の定義: at the site of Production の炭素強度 2kgCO₂/kgH₂ 以下。但し、採択にあたっては、利用過程での CO₂ インパクトを含めて総合的に判断する。
- ・炭素集約度の採択基準:Clean Hydrogen Production Standard (CHPS)= WtG(Well to Gate、原料生産や CCS 適用時の CO₂ 発生も含む)で 4kgCO₂/kgH₂ 以下であること。ただし、この基準は必須ではなく、CHPS 達成に向けた"demonstrably aid"が組み込まれていれば

採択(例: 現場での積極的な炭素回収、漏出メタン排出を軽減するための対策、クリーンな電力の使用など)。

- ・製造コスト:DOE の目標である 2026 年 2 \$ /kg、究極目標=10 年以内に 1 \$ /kg(Hydrogen Shot)の達成に寄与する提案であること。
- ・製造能力:Hub あたり、最低 50~100t/日
- ・原料の多様性:最低 1 か所の Hub は化石資源からのクリーン水素製造、1 か所は再生可能エネルギーからの製造、1 か所は原子力からの製造を実証する PJ を選定する。
- ・利用の多様性: 最低 1 か所の Hub は発電利用、1 か所は産業利用、1 か所は民生業務利用、1 か所は輸送利用を実証する PJ を選定する。
- ・地域の多様性:全米の異なる地域から、それぞれの地域で豊富な資源を活用した実証を選定する。最低 2 か所は天然ガス資源を利用した PJ を選定する。
- ・雇用:地域住民の雇用促進(スキル向上と長期雇用)に寄与し、ダイバーシティに配慮したプロジェクトを優先する。

13.1.1 DOE 水素ハブプロジェクト採択結果

- ・2023.10.13、DOE は 7 件の採択を発表。
- ・Gulf Coast、Heartland、Appalacia、Midwest の 4 水素ハブは、天然ガス+CCS の所謂、「ブルー水素」提案を含んでいる。

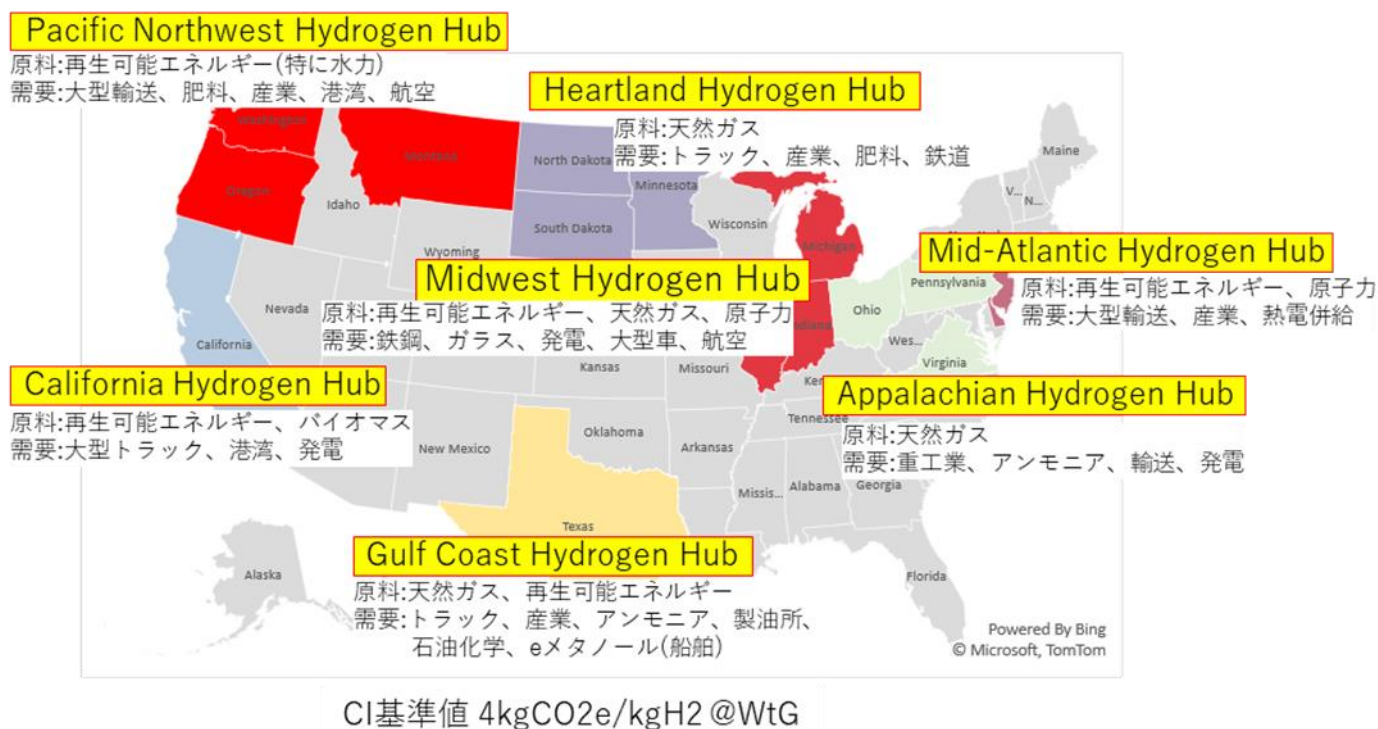


図 13-1 水素ハブ採択案件

表 13-1 水素ハブ採択案件 出典;DOE 採択公表資料

番号	プロジェクト名	被採択者名	場所	補助金額	PJ代表者
1	Appalachian Hydrogen Hub (アパラチア水素ハブ)	Appalachian Regional Clean Hydrogen Hub (ARCH2)	ウェストバージニア、オハイ オ、ペンシルバニア	上限925百万 \$	Battelle
	・アパラチア水素ハブはウェストバージニア州、オハイオ州、ペンシルベニア州にまたがり、この地域の低コストの天然ガスへの豊富なアクセスを活用して、低コストのクリーンな水素を生産し、それに伴うCO2排出を永久に貯蔵する。 ・アパラチア水素ハブの戦略的な位置、水素パイプライン、複数の水素ステーション、CO2貯留場所の開発も、水素の流通と貯蔵のコストを削減するポテンシャルがある。 ・アパラチア水素ハブは、アパラチアの地域社会の大気質に長い間大きな影響を与えてきた排出ガスと汚染を削減しながら、米国における水素経済の推進を支援する。 ・このハブは、地域内外に大きな利益をもたらす技術コストの長期的な削減する道筋を築くための、他地域でも適用可能なプロジェクトに焦点を当てる。このハブは、CO2 排出量を年間 900 万トン削減する予定で、これは 200 万台以上のガソリン車の年間排出量に相当する。				
	・アパラチア水素ハブは、石炭地域の労働者に質の高い雇用機会をもたらし、21,000 件以上の直接雇用（建設業で 18,000 件以上、3,000 件以上の常用雇用を含む）を創出すると予想されており、アパラチア地域が開発と運営から確実に利益を得ることを支援する。公平な雇用機会を創出するために、いくつかの H2Hub パートナーは、大学や労働組織との新たなパートナーシップの構築に加え、現行の労働およびコミュニティ協定を継続または推進することに取り組んでいる。 ・アパラチア水素ハブは、コミュニティ福利厚生計画（CBP）の実施を監督するコミュニティ福利厚生諮問委員会と、ハブがアパラチア地域を経済的、社会的、環境的に再活性化することを保証するためのコミュニティコミットメント基金を設立する予定。				
番号	プロジェクト名	被採択者名	場所	補助金額	PJ代表者
2	California Hydrogen Hub (カリフォルニア水素ハブ)	Alliance for Renewable Clean Hydrogen Energy Systems (ARCHES)	カリフォルニア	上限1,200百万 \$	Alliance for Renewable Clean Hydrogen Energy Systems (ARCHES) LLC
	・カリフォルニア水素ハブはカリフォルニア州全域に広がり、クリーンエネルギー技術における同州のリーダーシップを活用して、再生可能エネルギーとバイオマスのみから水素を生産する。 ・同州の主なCO2排出要因であり、脱炭素化が最も困難な大気汚染源である公共交通機関、大型トラック輸送、港湾運営を脱炭素化するための青写真を提供する。特に、港湾における海事設備の転換をサポートし、潜在的な水素輸出に向けて港を準備するために、荷役装置やドレージを介して大型輸送にクリーンな水素を導入する。 ・カリフォルニア水素ハブは、炭素排出量を年間 200 万トン削減することを目指している。これは、445,000 台のガソリン車の年間排出量にほぼ相当する。大型輸送におけるFCVの拡大は、汚染の激しい州間輸送経路の大気質改善を促進するだけでなく、太平洋岸北西部の水素ハブにつながるクリーンな西海岸貨物ネットワークの利便性と拡大を促進する。 ・ハブは、Rincon Band of Luiseño Indiansとのパートナーシップを通じて、エネルギー安全保障とよりレジリエントなシステムの構築を目指し、発電への水素利用を開始する。このパートナーシップでは、水素を使用して地域の井戸水ポンプにバックアップ電力を供給し、停電時にきれいな飲料水を確保する。 ・カリフォルニア水素ハブは、カリフォルニア州の水素に対する強力な政策と規制（許可、場合によっては生産や使用のインセンティブも含む）により支援される。				
	・カリフォルニア地域のコミュニティが確実に参加し、クリーンな水素経済の恩恵にアクセスできるようにするために、統治委員会に労働者、部族、環境の代表を含む堅牢なガバナンスメカニズムを組み込み、州による強力な 環境正義に対する要件に応える。CBPを導入し、CBP スコアカードにより監視するとともに違反に対する罰金を課す。 ・この H2Hub には、カリフォルニア州建築建設業評議会(California State Building & Construction Trades Council)が設立メンバーとして含まれており、ハブに接続されているすべてのプロジェクトに対してプロジェクト労働協定を義務付けることに取り組んでいる。 ・H2Hub はまた、地元および少数派が所有する企業、少数派にサービスを提供する機関、および雇用の壁に直面している労働者を対象とした組織と提携し、過小評価されているグループへの経済的利益と質の高い仕事の提供を図る。 ・H2Hub は、220,000 件の直接雇用（建設関連で 130,000 件、常用雇いで 90,000 件）の創出を見込む。 ・H2Hub は、経済的利益に加えて、有害な大気汚染の削減など、地域社会に地域の利益をもたらす。これにより、PJが完成した場合、毎年大幅な健康関連のメリット、健康維持費の節約が見込まれる。				

番号	プロジェクト名	被採択者名	場所	補助金額	PJ代表者
3	Gulf Coast Hydrogen Hub メキシコ湾岸水素ハブ)	HyVelocity H2Hub	テキサス	上限1,200百万 \$	HyVelocity, Inc.
	・メキシコ湾岸水素ハブは、米国の伝統的なエネルギー首都であるヒューストン地域を中心とし、テキサス州の海岸全体に広がる予定。 ・ハブは、メキシコ湾岸地域の豊富な再生可能エネルギーと天然ガスの供給を活用して、二酸化炭素回収を伴う天然ガス改質と再生可能エネルギーによる電気分解の両方を使用した大規模な水素製造により、クリーンな水素経済の活性化を支援する。 ・水素のコストは、市場のリフトオフを達成するために重要な要素。流通と貯蔵のコストを削減し、より多くの水素ユーザーに届けるために、ハブは塩洞窟型水素貯蔵、大規模なオープンアクセス水素パイプライン、複数の水素ステーションの開発を計画している。 ・メキシコ湾岸水素ハブは、FCトラック、産業プロセス、アンモニア、製油所、石油化学製品、船舶燃料（e-メタノール）に水素を使用する。これらの産業にクリーンな水素を導入すると、CO2 排出量が年間 700 万トン削減されると推定されており、これは 150 万台以上の自動車の年間排出量に相当する。				
	・メキシコ湾岸水素ハブはコミュニティ諮問委員会を創設する予定。この諮問委員会には2つの評議会が含まれており、教育や少数派支援機関を含むコミュニティパートナーの能力を活用して、包括的かつ公平な雇用創出とコミュニティへの投資を支援する予定。 ・メキシコ湾岸水素ハブは、約 45,000 件の直接雇用（建設関連で 35,000 件、常用雇用で 10,000 件）の創出を期待している。このハブに対する Justice40 の主な利点は、粒子状物質を含む大気汚染の削減である。				
番号	プロジェクト名	被採択者名	場所	補助金額	PJ代表者
4	Heartland Hydrogen Hub (ハートランド水素ハブ)	Heartland Hub (HH2H)	ミネソタ、ノースダコタ、サウスダコタ	上限925百万 \$	Energy & Environmental Research Center (EERC)
	・ハートランド水素ハブは、ノースダコタ州、サウスダコタ州、ミネソタ州にまたがるプロジェクト拠点で構成されており、近隣の州にも拡大する可能性があり、地域の豊富なエネルギー資源を活用して、クリーン水素のコストを削減し、農業部門の肥料生産の脱炭素化と地域の肥料コストの削減を支援する。 ・ハートランド水素ハブはまた、全米の発電所での先駆的な取り組みとして、クリーン水素の混焼発電を提案している。このハブは、株式を Mandan, Hidatsa, Arikara Nation 地域、地元の農民、農業協同組合と共同所有することを計画しており、これにより地元の農民はより競争力のある価格でクリーンな肥料を手に入れることができる。 ・ハブは、年間およそ 100 万トンの炭素排出量を削減、これはガソリン車 22 万台の年間排出量にほぼ相当する。 ・同時に、拡大する水素経済からの利益をより広範なコミュニティに分配することができる可能性を持ち、中西部全体で適用可能なモデルである。 ・ハートランド水素ハブのオープンアクセス貯蔵とパイプラインインフラの使用により、現在および新規の水素ユーザーの両方がアクセスできる水素ネットワークが構築される。				
	・ハートランド水素ハブは、キャリア開発、労働力訓練、見習いプログラム、幼稚園から高校までの STEM 教育を監督する教育コンソーシアムの設立に数千万ドルを投じており、これにはいくつかの部族の大学が含まれている。 ・水素ハブの目標は、女性、マイノリティ、障害のある退役軍人、恵まれないコミュニティ、LGBTQ の人々が所有するビジネスと数億ドルの契約を結ぶことである。 ・ハートランド水素ハブは、建設関連で 3,067 件、常用雇用で 703 件の合計 3,880 件以上の直接雇用の創出を期待している。 ・Community Benefits Plan (CBP) の実施を監督するために、この H2Hub は CBP 諮問委員会を設立する予定。				

番号	プロジェクト名	被採択者名	場所	補助金額	PJ代表者
5	Mid-Atlantic Hydrogen Hub (中部大西洋水素ハブ)	Mid-Atlantic Clean Hydrogen Hub (MACH2)	ペンシルバニア、デラウェア、ニュージャージー	上限925百万 \$	Mid-Atlantic Clean Hydrogen Hub, Inc
	・中部大西洋水素ハブはデラウェア川にまたがり、ペンシルベニア州、デラウェア州、ニュージャージー州南部を含む。中部大西洋水素ハブは、歴史的な石油インフラを再利用し、既存の通行権を利用しながら、中部大西洋における水素による脱炭素化の実現に貢献する。 ・ハブは、既存の電解槽技術と革新的な電解槽技術の両方を使用して、再生可能エネルギーと原子力による再生可能水素製造施設の建設を計画しており、コスト削減とさらなる技術導入の推進に役立つ。 ・水素の利用を重量輸送（トラック、バス、ゴミ収集車、道路清掃車など）、製造および産業プロセスの改善、熱と電力の組み合わせなどの産業に拡大し、二酸化炭素排出量を約 100 万t削減することを目指している。これは年間 220,000 台の自動車からの排出量にほぼ相当する。 ・中部大西洋水素ハブは、水素の生産に加えて、より多くのエンドユーザーへの水素の供給を促進するために、水素供給インフラを拡張、バス整備工場をアップグレード、水素ステーション建設を計画。水素インフラの拡大は、貯蔵と流通のコストを削減し、最終的には水素のコストを削減し、目標とするCO2排出削減の達成に貢献する。				
6	Midwest Hydrogen Hub (中西部水素ハブ)	Midwest Alliance for Clean Hydrogen (MachH2)	イリノイ、インディアナ、ミシガン	上限1,000百万 \$	MachH2
	・中西部水素ハブはイリノイ州、インディアナ州、ミシガン州に広がっており、他の中西部州にも拡大する可能性がある。 ・米国の主要な産業と輸送経路に位置する中西部水素ハブは、鉄鋼とガラスの生産、発電、精製、大型輸送、持続可能な航空燃料などの戦略的な水素利用を通じて脱炭素化を可能にする。 ・これらの部門の脱炭素化により、炭素排出量は年間約 390 万トン削減され、これは年間 86 万 7,000 台以上のガソリン車からの排出量の削減に相当し、大気汚染物質の排出削減を通じて大気の質が改善される。 ・中西部水素ハブは、再生可能エネルギー、天然ガス、低コストの原子力エネルギーなど、多様で豊富なエネルギー源を活用して水素を製造する計画。				
	・中西部水素ハブは、多様な雇用と契約を確保し、地元の水素経済の利益と範囲を拡大する公平な企業開発プログラムを作成する。多様な雇用と契約を確保するための具体的な目標を設定しており、その中には下請け総額の 40 パーセントが少数派/不利な立場にある企業 (M/DBE) に適用され、包括的な起業家プログラムを通じて新規スタートアップに約 3,000 万ドルを付与 (M/DBE に焦点)、45% の多様な雇用を目標としている。 ・H2Hub は、労働者教育の場を創設し、訓練と雇用を可能にする包括サービスに約 1,500 万ドルを投資し、プロジェクトパートナーによる労働組合やコミュニティとの協定を交渉をサポートする。 ・中西部水素ハブは、13,600 人の直接雇用（建設業で 12,100 人、常用雇用で 1,500 人）の雇用創出を見込んでおり、地域の諮問委員会に加えてコミュニティ給付金諮問ワーキンググループを設立する予定。				

13.1.2 ARCHES(カリフォルニアの水素ハブPJ)

Alliance for Renewable Clean Hydrogen Energy Systems

① メンバー

表 13-2 ARCHES 設立メンバー

メンバー名	業態	ホームページ
Governor's Office of Business and Economic Development	官庁	California Governor's Office of Business and Economic Development (GO-Biz)
University of California, Office of President	アカデミア	University of California Office of The President (ucop.edu)
Berkeley Lab	研究機関	Home – Lawrence Berkeley National Laboratory (lbl.gov)
Renewables 100 Policy Institute	NGO	Renewables 100 – Transition to 100 percent renewable energy
California Energy Commission	官庁	Home Page-California Energy Commission
State Building and Construction Trades Council Of California	官庁	Homepage - CA Building Trades
California State Transportation Agency	官庁	California State Transportation Agency CalSTA
California Air Resources Board	官庁	Homepage California Air Resources Board
IBEW LOCAL 11	労働組合団体	IBEW – Local 11 (ibew11.org)
City of Carson	地方自治体	City of Carson, California Home
City of Lancaster	地方自治体	City of Lancaster Home (cityoflanasterca.org)
City of Los Angeles	地方自治体	Home City of Los Angeles (lacity.gov)
City of Long Beach	地方自治体	www.longbeach.gov
City of Lodi	地方自治体	Lodi, CA Official Website

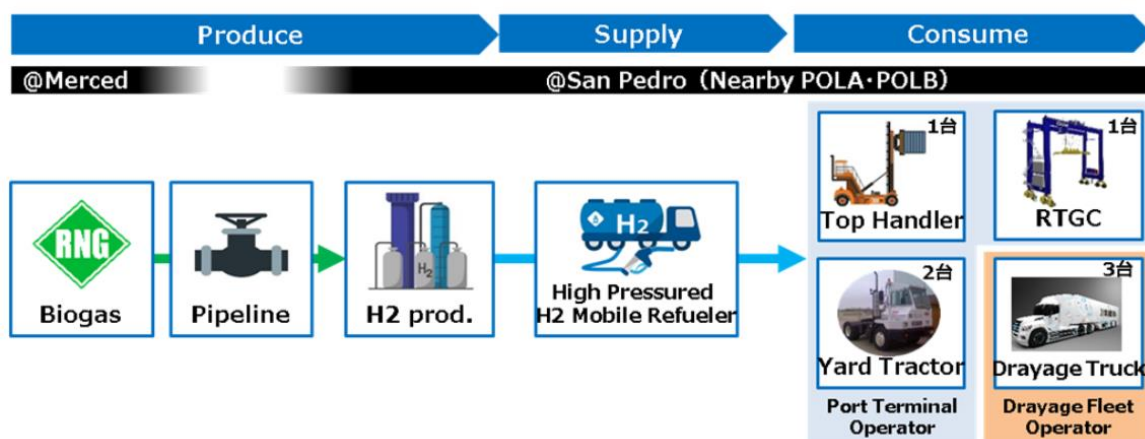
<主要連携メンバー>

Air Liquide、Air Products、Amazon、Ballard、BOSCH、California Hydrogen Business Council、HYUNDAI、HYZON、岩谷、Linde、MICHELIN、NIKOLA、Port of Long Beach、SoCalGas、SCAQMD、豊田通商、True Zero 等、205 団体。

<参画日系企業と水素関連の取り組み>

豊田通商:ロサンゼルス港での実証

NEDO が開始した研究プロジェクト「地産地消モデルに基づく水素製造・利用可能性の検討」の後続プロジェクトとして実施。FC を搭載した港湾設備やドレージトラック、水素製造・供給設備を、実運用環境下で約 3 年間の長期にわたって導入・実証。



岩谷産業:水素ステーション運営

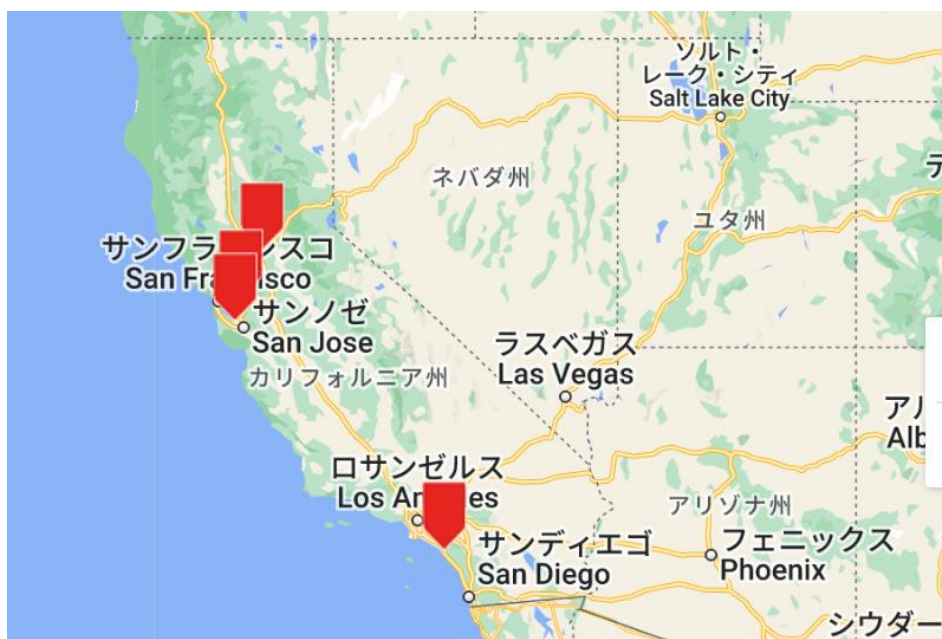
カリフォルニア各地で水素ステーションを運営。現在は四か所、拡張中。

2019 年、リンデの水素ステーションを買い取って進出。

2020 年 11 月 12 日、トヨタとの協業による、南カリフォルニア地区での水素ステーション 7 か所の建設をプレスリリース。

2022 年 3 月 2 日 シェブロンとの協業による、カリフォルニアでの水素ステーション 30 か所の建設をプレスリリース。

現在運営中の水素ステーション



② 概要: Alliance for Renewable Clean Hydrogen Energy Systems

2022 年 10 月 6 日に、カリフォルニア州知事室(GO-BIZ)、カリフォルニア大学総長室(UCOP)等により、脱炭素経済に対する水素の貢献を加速するために設立された非営利の官民パートナーシップ。

アライアンスは、カリフォルニア地域に連邦政府が共同出資する再生可能水素ハブを確立すること、およびカリフォルニア州内外で経済的に持続可能な再生可能水素市場を創出・拡大することを目的とする。



DOE 水素ハブ提案のコンセプト

DOE の水素ハブ PJ 獲得にあたってのコンセプトは下記の 9 点。

State Wide: カリフォルニアの規模と多様な地理、経済を活用して、H₂ をそれぞれ複数のクラスターで大規模に生産、輸送、保管、使用することで、国にとって理想的な H₂ の実証地域となりえる。

Green: カリフォルニアは長い間、環境の革新と政策において国と世界をリードしてきた、クリーン水素においても同様に国と世界をリードする。

Stakeholder and Community-Engaged: 実証プロセスのあらゆる段階で連携する。

Equity and Justice Centered: すべての決定で、不利な立場にある、低所得の部族コミュニティへの配慮が優先される。

Aligned with State Interests: カリフォルニアを、堅調な H₂ 経済と市場、そしてよりクリーンで環境に優しい未来に向けて導く。

Solution-Oriented: 水素製造コスト、DOE の 5 年以内に 2\$/kg、国の 10 年以内に 1\$/kg の目標を達成するために、的を絞った研究とイノベーションに焦点を当てる。

Objective and Unbiased: すべての関係者の利益を代表し、確保する。

Multi-Dimensional: H₂ 経済のすべての側面での成功を考慮する。

Connected:カリフォルニア内外の H2 ハブと連携する。

ARCHES プロジェクト参画の要件

ARCHES プロジェクト参画にあたっては、下記 4 点を満たすことが要件

- ・持続可能な H2 経済と ARCHES エコシステムを実現するものであること
- ・継続的な出資を喚起し、市場存続を実現するものであること
- ・実現可能で、ただちに実現に向けて取り組みを開始できるもの
- ・地域に大きな利益をもたらすもの

プロジェクトの指標として下記フォーマットでの申請が求められる。

③ 水素源、利用先

再生可能電力及びバイオマスの再生可能エネルギーが水素源。

利用先は自動車(特に重量車)等の輸送部門が中心と思われる。

13.2 2022 スコーピングプランでの GHG 排出削減シナリオ

2022 年 11 月 16 日に、“2022 SCOPING PLAN FOR ACHIEVING CARBON NEUTRALITY”が公表されており、今回の LCFS の見直しも、このスコーピングプランに対応する形で策定された。

このプランは、世界第 51 位の経済大国であるカリフォルニア州が 2045 年までにカーボンニュートラルを達成するための分野別のロードマップを示し、州の気候目標を達成するための技術的に実現可能で費用対効果が高く、公平性を重視した道筋を概説している。

これまでの計画は、産業、エネルギー、運輸部門の具体的な温室効果ガス（GHG）削減目標に焦点を当て、まず 2020 年までに 1990 年レベルを達成し、次に 2030 年まで 1990 年レベルを 40%下回るといったものだった。この計画では、最近の法律とニューサム知事の指示に対応し、2045 年までに人為的排出量を 1990 年レベルより 85%削減するという目標を掲げたものである。

カリフォルニアでは、GHG 削減に関する法律として、2006 年に AB 32 Air pollution: greenhouse gases: California Global Warming Solutions Act を制定し、2020 年に向けて部門別の GHG 削減目標と戦略を策定している。

今回のスコーピングプランでは、この AB32 による基準シナリオを強化し、2045 年に 1990 年比 85%減とする、スコーピングプランシナリオを策定している。部門別の戦略、目標を示す。

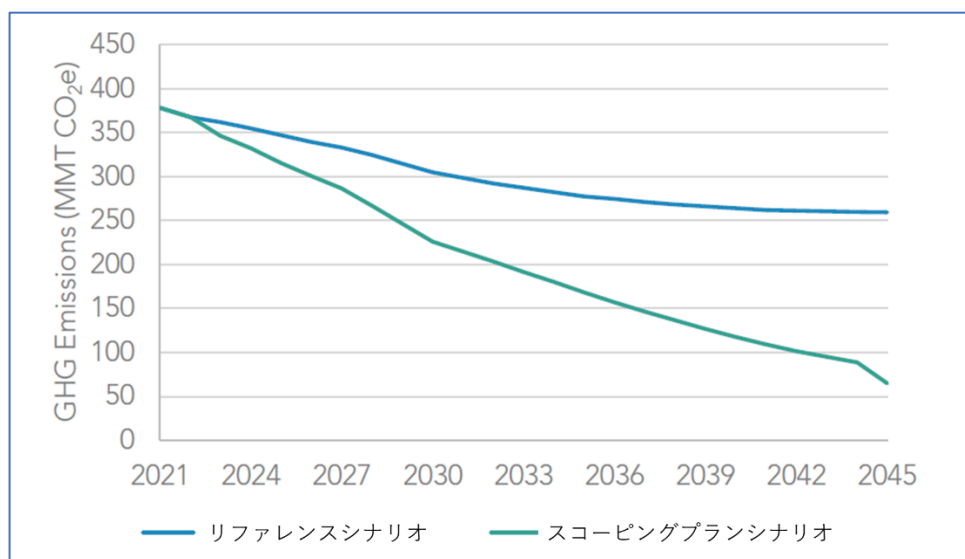


図 13-2 GHG 排出量、スコーピングプランシナリオのリファレンスシナリオ比較

表 13-3 スコーピングプランシナリオの目標、戦略

項目	目標、戦略
GHG Emissions Reductions Relative to the SB 32 Target SB 32 目標と比較した GHG 排出量削減	40% below 1990 levels by 2030 2030年に1990年比40%減
Smart Growth / Vehicle Miles Traveled (VMT) スマート成長 / 車両走行距離 (VMT)	VMT per capita reduced 25% below 2019 levels by 2030, and 30% below 2019 levels by 2045 1人当たり走行距離2030年までに2019年比25%減、2045年までに2019年比30%減
Light-duty Vehicle (LDV) Zero Emission Vehicles (ZEVs) 小型車両 (LDV) ゼロエミッション車両 (ZEV)	100% of LDV sales are ZEV by 2035 2035年までにLDV販売の100%がZEV
Truck ZEVs ZEVトラック	100% of medium-duty (MDV)/HDV sales are ZEV by 2040 (AB 74 University of California Institute of Transportation Studies [ITS] report) 2040 年までに中型車 (MDV)/HDV 販売の 100% が ZEV (AB 74 カリフォルニア大学交通研究所 [ITS] レポート)
Aviation 航空部門	20% of aviation fuel demand is met by electricity (batteries) or hydrogen (fuel cells) in 2045. Sustainable aviation fuel meets most or the rest of the aviation fuel demand that has not already transitioned to hydrogen or batteries. 2045 年までに航空燃料需要の 20% が電気 (バッテリー) または水素 (燃料電池)。 水素や電池にまだ移行していない需要の大部分または残りをSAF。
Ocean-going Vessels (OGV) 外航船	2020 OGV At-Berth regulation fully implemented, with most OGVs utilizing shore power by 2027. 25% of OGVs utilize hydrogen fuel cell electric technology by 2045. 2020年の OGV 係留所規制が完全に実施、2027年までにほとんどの OGVが陸上電力を利用。 2045年までにOGVの25%が水素燃料電池。
Port Operations 港湾オペレーション	100% of cargo handling equipment is zero-emission by 2037. 100% of drayage trucks are zero emission by 2035. 2037年までに荷役機械の100%がゼロエミッション。 2035年までにドレイジトラックの100%がゼロエミッション。
Freight and Passenger Rail 鉄道	100% of passenger and other locomotive sales are ZEV by 2030. 100% of line haul locomotive sales are ZEV by 2035. Line haul and passenger rail rely primarily on hydrogen fuel cell technology, and others primarily utilize electricity. 2030年までに旅客およびその他の機関車の販売の100%が ZEV。 2035年までに路線輸送用機関車の販売の100%がZEV。 路線輸送と旅客鉄道は主に水素燃料電池、その他の鉄道は主に電気。
Oil and Gas Extraction 石油、ガス生産	Reduce oil and gas extraction operations in line with petroleum demand by 2045 2045年までに石油需要に合わせて石油とガスの採掘事業を削減。
Petroleum Refining 石油精製	CCS on majority of operations by 2030, beginning in 2028 Production reduced in line with petroleum demand. CCSを2028 年から開始、2030 年までに大部分の事業で 適用。 石油需要に応じて生産量減少。
Electricity Generation 発電	Sector GHG target of 38 million metric tons of carbon dioxide equivalent (MMTCO2e) in 2030 and 30 MMTCO2e in 2035 Retail sales load coverage134 20 gigawatts (GW) of offshore wind by 2045 Meet increased demand for electrification without new fossil gas-fired resources. 部門の温室効果ガス目標は、2030 年に38MMTCO2e、2035 年に 30 MMTCO2e とする (小売販売と政府調達分が対象) 2045年までに20ギガワット (GW) の洋上風力発電 新たな化石ガス燃料を使用せずに電化需要の増加に対応。

項目	目標、戦略
Existing Residential Buildings 既存の住宅	80% of appliance sales are electric by 2030 and 100% of appliance sales are electric by 2035. Appliances are replaced at end of life such that by 2030 there are 3 million all-electric and electric-ready homes—and by 2035, 7 million homes—as well as contributing to 6 million heat pumps installed statewide by 2030. 2030 年までに80%が電化、2035年までに100%。 家電製品は耐用年数が経過すると交換されるため、2030年までにオール電化および電気対応住宅が300 万戸、2035年までに700万戸になるほか、2030年までに州全体に600万台のヒートポンプ設置。
Existing Commercial Buildings 既存の商業ビル	80% of appliance sales are electric by 2030, and 100% of appliance sales are electric by 2045. Appliances are replaced at end of life, contributing to 6 million heat pumps installed statewide by 2030. 2030 年までに80%が電化、2035年までに100%。 家電製品は耐用年数が経過すると交換されるため、2030年までに州全体に600万台のヒートポンプ設置。
Food Products 食品製造	7.5% of energy demand electrified directly and/or indirectly by 2030; 75% by 2045 2030 年までにエネルギー需要の7.5% が直接および/または間接的に電化。2045年までに75%
Construction Equipment 建設機器	25% of energy demand electrified by 2030 and 75% electrified by 2045 2030年までにエネルギー需要の25%が電化、2045年までに75%が電化。
Chemicals and Allied Products; Pulp and Paper 化学薬品および関連製品、パルプ・紙	Electrify 0% of boilers by 2030 and 100% of boilers by 2045. Hydrogen for 25% of process heat by 2035 and 100% by 2045 Electrify 100% of other energy demand by 2045 2030年までにボイラーの0%、2045年までにボイラーの100%を電化します。 2035年までにプロセス熱の25%、2045年までに100%を水素 2045年までにその他のエネルギー需要の100%を電化
Stone, Clay, Glass, and Cement 石、粘土、ガラス、セメント	CCS on 40% of operations by 2035 and on all facilities by 2045 Process emissions reduced through alternative materials and CCS 2035年までに業務の40% に、2045年までにすべての施設にCCSを導入 代替材料と CCS によりプロセス排出量を削減
Other Industrial Manufacturing その他の製造業	0% energy demand electrified by 2030 and 50% by 2045 2030年までにエネルギー需要の0%が電化、2045 年までに50%。
Combined Heat and Power 熱電併給	Facilities retire by 2040 2040年までに施設廃止。
Agriculture Energy Use 農業	25% energy demand electrified by 2030 and 75% by 2045 2030年までにエネルギー需要の25%が電化され、2045年までに75%が電化。
Low Carbon Fuels for Transportation 輸送用低炭素燃料	Biomass supply is used to produce conventional and advanced biofuels, as well as hydrogen. バイオマスは、従来型および先進的なバイオ燃料と、水素製造に用いる。
Low Carbon Fuels for Buildings and Industry 建築および産業用の低炭素燃料	In 2030s biomethane blended in pipeline Renewable hydrogen blended in fossil gas pipeline at 7% energy (~20% by volume), ramping up between 2030 and 2040 In 2030s, dedicated hydrogen pipelines constructed to serve certain industrial clusters 2030年代にバイオメタンをパイプラインに混合。 化石ガスパイプラインへの再生可能水素を7%@エネルギー（体積で約20%）混合を、2030年から2040年にかけて増加 2030年代、特定の産業クラスターむけに専用の水素パイプラインを建設。

項目	目標、戦略
Non-combustion Methane Emissions 非燃焼メタン排出	Increase landfill and dairy digester methane capture. Some alternative manure management deployed for smaller dairies Moderate adoption of enteric strategies by 2030 Divert 75% of organic waste from landfills by 2025. Oil and gas fugitive methane emissions reduced 50% by 2030 and further reductions as infrastructure components retire in line with reduced fossil gas demand 埋め立て地と家畜糞尿メタンの回収を増やす。 小規模酪農場にいくつかの代替肥料管理を導入。 2030 年までに" enteric"戦略を適度に採用。 2025 年までに埋め立て地の有機廃棄物の 75% 転用。 石油およびガスの逃散メタン排出量は2030年までに50 削減され、化石ガス需要の減少に伴うインフラ廃止によりさらに削減。
High GWP Potential Emissions 高GWP排出物	Low GWP refrigerants introduced as building electrification increases, mitigating HFC emissions 建物の電化が進むにつれて低 GWP冷媒が導入され、HFC 排出が軽減

14.まとめ

カリフォルニアの LCFS は、炭素集約度/Carbon Intensity(CI)に着目した包括的な、GHG 削減のための制度として、極めて先駆的なものである。

CI を用いた規制としては、これまではバイオ燃料の持続可能性基準が日本もふくむ世界各国で実施されてきたが、この 2～3 年で、特に水素分野において CI を用いた支援制度検討が盛んにおこなわれるようになった。日本においても、つい先日の水素社会推進法案において、水素の CI 値に着目した拠点整備支援、価格差支援制度が打ち出されたところである。

一方、水素は、様々な製造経路、用途があり、CI 値評価と制度の適用に当たっては細心の検討が必要であることから、その際のリファレンスとして LCFS が引用されるケースが多くなっていることから、影響力を持つ制度と言える。

そこで、本調査のまとめとして、現在、世界各地で提案されている水素 CI 値の基準値と支援制度を、LCFS を比較して差異を明らかにし、日本として規範とすべき点と、影響力に注意が必要な点について考察した。

14.1 世界各国で検討されている低炭素水素基準値と制度

世界各地で検討されている低炭素水素基準値と制度の一覧を次ページに示す。

CI の単位(kgCO₂e/kgH₂)が、LCFS での単位(gCO₂/MJ)と異なるが、およそ
 $\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2 \times 8.915 = \text{gCO}_2\text{e/MJ}$
 $\text{gCO}_2\text{e/MJ} \times 0.112 = \text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$
の関係にある。

基準値には、目標や任意である Voluntary ベースのものと、規制や支援の条件となる Mandatory の 2 種類がある。CertifHy は、欧州の水素業界が「低炭素水素」を定義づけ、認証制度を整備した際の民間ベースのもの。IEA の基準は、水素の円滑な国際流通の一助とすべく、段階的な水素のラベリングを提案したもので、例えば水素取引の際に「レベル A 水素」といったラベリングをイメージして提案しているものである。

表 14-1 各国の低炭素水素 CI 基準値と適用制度

地域	基準	炭素集約度基準値	制度の目的・備考
EU (独仏含む)	Renewable Energy Directive(RED)/ Renewable Fuel of Non-Biological Origin(RFNBO)	3.4[kgCO ₂ e/kgH ₂] 基準燃料(94gCO ₂ /LHV MJ)** の70%削減 (天然ガスSMRの70%削減と、たまたまだい たい同じ)	・2023/6/20 正式決定 ・供給者の再生可能燃料供給を義務を定めたもの(2030年産業部門での水素の50%、運輸エネルギーの5.7%をRFNBO、等)。 ・2026/1/31 までに、2030年目標の妥当性を技術進展に合わせて評価、見直す。 ・一年以内に、水素輸入戦略を策定。
	Certify Low Carbon H ₂	4.4[kgCO ₂ e/kgH ₂] 基準値(天然ガスSMR 91gCO ₂ /LHV MJ)の60%削減	・低炭素水素であることを認証し、普及を促進。 ・2022/4/28時点での基準。REDに併せて見直しの見込み⇒2024/1/14時点のホームページでは見直されていない。
	EU taxonomy	3[kgCO ₂ e/kgH ₂] 基準燃料**の73.4%削減	・サステナブルファイナンスに対し基準を示し、再生可能エネルギー等への投資を誘導する。 ・2021/4/6 基準設定
	Low Carbon Hydrogen Standard	2.4[kgCO ₂ e/kgH ₂] (20gCO ₂ e/LHV MJ)	・政策スキーム、補助金支援対象を決める際に用いる。 ・天然ガスSMRは国内で流通している低炭素なガス・電力が前提。石炭ガス化は想定無し。
米国	Clean Hydrogen Production Standard (CHPS)	4[kgCO ₂ e/kgH ₂]	・インフラ投資法(BIL)に基づくもの。2022/9/22 ドラフト、～2022/11/14フィードバック、2023/6 最終決定 ・エネルギー省(DOE)の「水素ハブPJ」補助金採択基準(必須ではない。但し、基準達成に繋がることの証明が必要)に適用。 ・5年以内に見直し ・なお、"Clean Hydrogen Energy Act"で定められた"Clean Hydrogen基準"は"at the site of production"で2kg/kgH₂。CHPSは「WTGに置き換えた場合にClean Hydrogen基準と整合するもの」との説明で後付け設定された。
	Inflation Reduction Act(IRA)	0～4[kgCO ₂ e/kgH ₂]	・2022/8/11成立 ・0.045, 0.45-1.5, 1.5-2.5, 2.5-4の四段階の炭素集約度に応じて0.6～3.0\$/kgH₂の税額控除。 ・2023/4公表
	Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity	-19～7[kgCO ₂ e/kgH ₂]	・国際流通の円滑化を目的に、色名称ではない水素グレードの国際標準化を提案したもの。 ・-19～7[kgCO₂e/kgH₂]の範囲で、A～Iの9段階グレードを例示している。図参照。 ・何等かの「低炭素水素」に相当するのは、4.0～5.5のHグレード以上。
韓国	청정수소 인증제 운영방안 クリーン水素認証 制度の運営方案 産業通商資源部	0～4[kgCO ₂ e/kgH ₂]	・2023/12/18公表 ・～0.1, 0.1～1, 1～2, 2～4の4グレードに分けて、支援。

その他は、各国政府等が、支援や税制優遇の際の足切り値として用いることを前提に設定したものであるが、EU の RED は、水素だけを対象としたものでなく、従来の液体自動車燃料で用いた数値をそのまま水素にシフトしたものである。

いずれの数値も、“Well to Gate”をバウンダリーとしている点が LCFS と大きく異なる点。また、算出は作成中の ISO19487 を適用することを原則としている。

14.2 LCFS と各国制度の差異と考察

①CI 算定のバウンダリー

もっとも大きな差異は、前項にも記載の CI 値算定のバウンダリーである。現在、世界各地で提案されている基準値は、“Well to Gate”と呼ばれる製造段階(CCS は含む)のみであるのに対し、LCFS は“Well to Wheel”と利用段階までを含んでいる点にある。

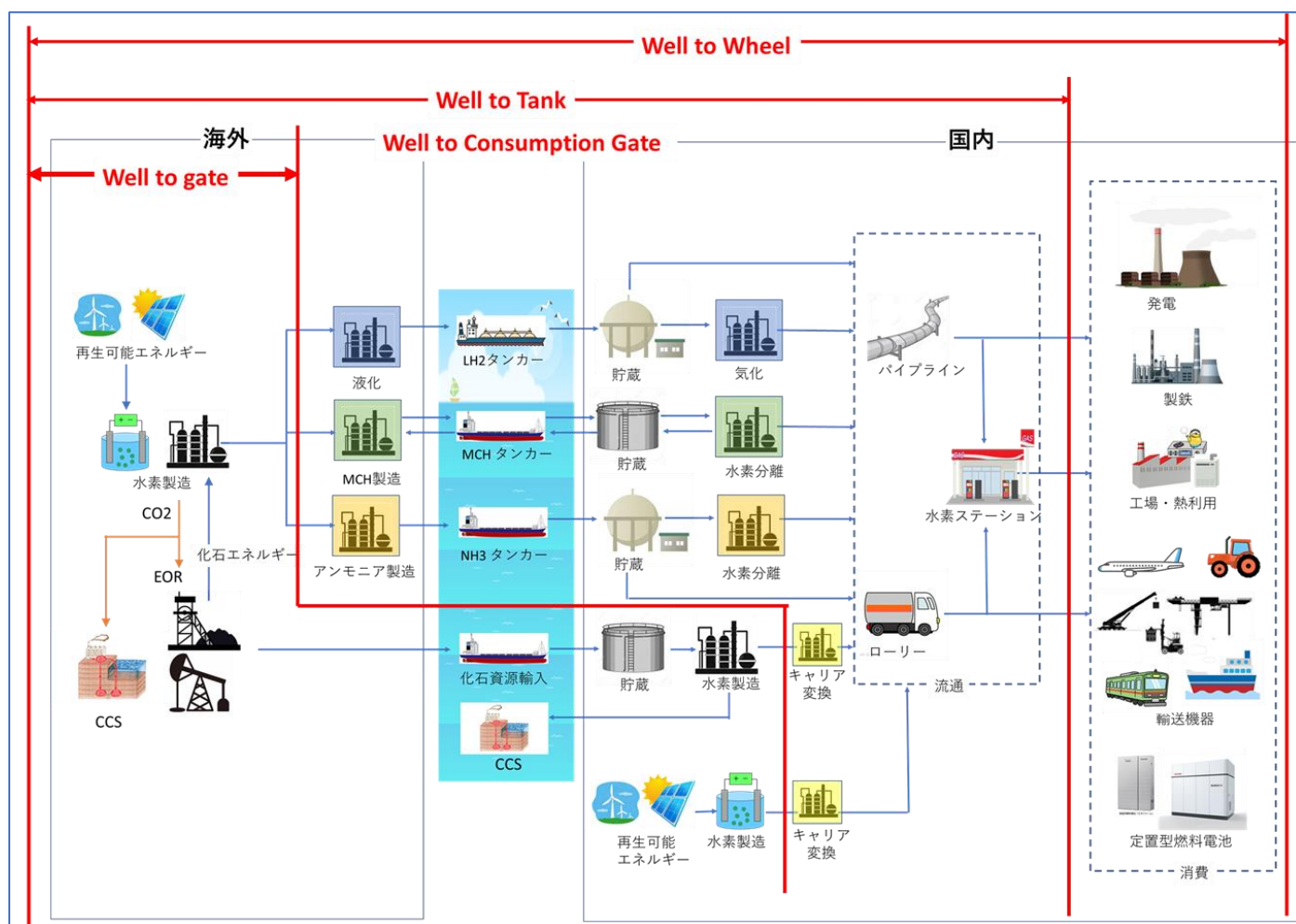


図 14-1 CI 算定のバウンダリー

本来、GHG 排出を包括的に評価するためには、Well to Wheel がもっとも望ましいが、各国での政策の焦点が「水素製造」であることや、キャリア変換を含む輸送以降部分まで含めた場合(図では Well to tank または Well to consumption gate)に、輸送距離の長短が CI 値に大きく影響するため国によって有利不利が生じ(日本や韓国等の輸入国は不利)、国際標準としては議論が複雑化すること、また、Well to Wheel までとなると用途別に更にパターンが広がり収集のつかない議論となりそうなこと、等により、Well to gate で議論が納まっているのが現状である。

一方、ISO での CI 値算定方法は、Well to consumption gate まで制定される見込みである。制定されるはあくまで「計算方法」であることから、各国の政策において CI 値を用いる場合は、必要な部分を切り取って(例えば Well to gate 部分)算出に用いればよいことになり、その設定についても各国の判断事項となっている。ただしの ISO での算定方法の制定につなげて、国際標準的な基準値を Well to Consumption Gate に広げようとする動き(特にキャリア変換～輸送を殆ど必要としない地産地消国)も見え隠れしていることから、日本としては慎重に対応する必要があると思われる。

②EER 値の設定

LCFS は Well to Wheel であるため、GHG の排出量削減効果は、利用側機器のエネルギー効率も大きく影響する、特に、内燃機関→燃料電池での効率向上は大きいこともあり、機器に応じた EER 値を設定することで、総合的に判断する仕組みとなっている。

これに対し、Well to Gate は、利用段階を含まないため、そうした効率向上は考慮されていない。水素を燃焼に用いる場合は効率の変化はほぼないが、燃料電池用途では、燃焼用途と横並びで評価するのには違和感があり、燃料電池という高効率機器の普及を後押しする形にはならない。いずれ、国際的にもこの点の議論がもちだされる可能性はある。

④ 官の関与

支援措置において、殆どの国が官庁からの直接支援という形(米国連邦の水素ハブも直接支援)であるのに対し、LCFS はクレジット制とすることで、キャップを設けつつも、お金は高排出者→低排出者に流れる仕組みとなっている。

マーケット機能を活用した、よく考えられた仕組みであり、日本への適用可能性を検討する価値があると思われる。

適用に際して、注意すべきは、いずれは全ての企業が「ゼロ排出企業」となることから、現在の低排出企業が自立するための誘導が必要である点である。今回の改訂での自動強化メカニズムや、クレジット生成のための条件が狭められているのは、そうした自立に誘導するための措置であるが、当然ながら事業者からは反対の声が上がっている。

また、水素取引がグローバル化していることから、一国で閉じた制度ではなく、同様の制度を他州、他国でも導入して、国際取引できるような形になる必要があるが、今のところ拡

大は周辺の 2～3 州にとどまっている。DOE も LCFS 制度に対しては、その運用方法(CI 算定方法や認証・検証制度)のみを取り込もうとしていることから、LCFS 制度は、米国内でもガラパゴス化するリスクもあると思われる。他州から「カリフォルニアはグレー水素でも高く買ってくれる」と狙われている気配もある。

⑤ 製造方法

多様な製造方法が想定されている点では同じである。LCFS には過去からの蓄積で入念な検討が行われていることから、日本もふくむ各国での製造方法の設定と CI 値の算定にあたっては、LCFS ルールを詳細に解析し、参考にすべきと思われる。

ISO では認知されていない EOR-CCS が LCFS ではルール化されていたり、水素やバイオガスでのブックエンドクレーム計上、糞尿バイオメタンの取扱い等、議論の精度はかなり先行していると思われる。その一方で、CCS 適用の要件等では極端に厳しい部分もあり、実現可能性を狭めているとも言える。

⑥ 対象用途

LCFS は本来、自動車燃料を対象としており、他の消費部門には別の規制が適用されている(スコーピングプラン参照)。最近の改訂では、ジェット燃料や自動車→鉄道転換も対象となったが、以前として輸送部門内の制度である。

カリフォルニアでは、大気汚染も含めて輸送部門の排出ガス対策が優先課題であったことからの制度設計と思われる。

その一方、今回の改訂案でのパブコメでは、産業エネルギー部門への拡大も提言されており、今後の動きは注視する必要がある。なお、カリフォルニアでは、水素燃焼利用による大規模発電の動きは、いまのところ殆どみられない。

⑦ 支援対象

本来、低炭素自動車燃料を対象としたものであったが、製油所での省エネ投資への支援、原油採掘現場での太陽光発電支援、顧客が少ない時期に水素ステーションや充電スタンドを維持するための運営支援が、全て「クレジット生成」というメカニズムでひとまとめになっている。

⑧ CI 値の扱い方

各国の支援制度での CI 値は、支援有/無での足切り値として用いられているが(または非連続なクラス分け)、LCFS は CI 値のベンチマーク(上限値)を設定しつつ、そこを下回った場合には、その量に応じて連続的にクレジット量は変化するため、より削減しようとするインセンティブとなる。

同様の仕組みを支援制度でも検討してはどうか

⑨ 支援額/売買価格

マーケット売買であることから、価格には大きな変動がある。最近の価格下落が、自動強化メカニズムの提案にもつながり、更に、その前倒しを要望するパブコメにもつながった。

事業者の投資予見性をより困難にしている面もある一方、投資は本来そういうものとも言える。

⑩ 運用、検証手順

よく考えられた制度運用、検証手順が整えられている。

民間の第三者検証としたことなど、運用の大部分を民間に降ろしたことにより、新たなビジネスを創出した形となっている。検証を民間ビジネスとすることで、LCFSを申請しようとする小規模事業者への検証コスト負担を指摘する声があるが、全体としてのシステムは機能していると思われる。

システムや体制を解析し、日本での適用を検討してはどうか。