

目次

第7章 CCSに関する法規制・他プロジェクトの動向調査	7-1
7.1 海外のCCS全般にかかる動向調査	7-1
7.1.1 15箇国(およびEU)のCCS関連政策の基本情報(2020年度の更新・追加情報)	7-1
7.1.2 世界のCCS施設について	7-18
7.1.3 CCSとハブ	7-22
7.1.4 ASEANにおけるCCSの兆し	7-23
7.1.5 水素とCCS	7-28
7.1.6 バイオエネルギーとCCS(BECCS)	7-30
7.1.7 DACCS(CO ₂ 貯留付きの空気からの直接回収技術)	7-32
7.1.8 CO ₂ の有効利用(CO ₂ Utilization)	7-33
7.1.9 CO ₂ 船舶輸送の最新情報	7-34
7.1.10 CO ₂ 貯留に関する長期責任(債務)の概要と現状	7-42
7.1.11 ロンドン議定書に基づくCO ₂ の越境輸送	7-45
7.1.12 米国、カナダ、オーストラリアの州別のCCS制度の調査	7-46
7.1.13 運転中・開発中の商業規模施設のCCSプロジェクトのビジネスモデル	7-49
7.1.14 まとめ	7-56
7.2 CCS関連法規制等の動向調査	7-59

第7章 CCSに関する法規制・他プロジェクトの動向調査

海外の主要政府や多国籍エネルギー企業が、今世紀半ばごろまでのカーボンニュートラルやゼロエミッションの目標達成を公約し、CCS、CCUS技術の普及や開発支援を前提とするクリーンエネルギーへの転換に向けた財政政策や取り組みを進めている。こうした国際情勢の中で日本政府もCCS、CCUSの課題検討、制度設計等を急務としていることを受け、本事業の国際活動の一環として、国内における政策、制度、規制のあり方の検討および日本のCCS技術の国内外における将来的な展開に資するために海外先行事例等の調査を実施した。

7.1 海外のCCS全般にかかる動向調査

(1) 調査の目的

海外のCCS、CCUS政策、制度、規制および技術基準・ガイドライン、ならびに国内外のCCSプロジェクトのビジネスモデル、CO₂輸送等の最新動向等の情報を入手し、国内における政策、制度、規制のあり方の検討ならびに日本のCCS技術の国内外における将来的な展開に資することを目的とした。

(2) 概要

2020年度は、2019年度に実施した「海外のCCS全般にかかる動向調査」で得た15箇国（オーストラリア、ブラジル、カナダ、中国、フランス、ドイツ、イタリア、インドネシア、メキシコ、オランダ、ノルウェー、サウジアラビア、アラブ首長国連邦、英国、米国）およびEUにおけるCCS関連政策の基本情報更新を図るとともに、CO₂貯留の長期責任に関する最新動向の調査、ロンドン議定書におけるCO₂国境移動等に関する調査、米国、カナダ、オーストラリアの州別のCCS制度の調査、操業中大規模CCSプロジェクトのビジネスモデルの調査、今後のCCSビジネスモデルの調査、また経済的発展の著しいASEAN（東南アジア諸国連合）・インドにおけるCCS、CCUSおよび関連情報の机上調査を、規制や政策等を加味した総合的なポテンシャルの観点で行った。本節では、2019年度から2020年度の更新、追加情報等の概要を報告する。

7.1.1 15箇国（およびEU）のCCS関連政策の基本情報（2020年度の更新・追加情報）

15箇国およびEUにおける主要な更新、追加情報は以下のとおりである。

(1) オーストラリア

① GHG 政策

a. 「Technology Investment Roadmap: First Low Emissions Technology Statement 2020」の発表

オーストラリア政府は2020年9月22日に、コロナ禍におけるオーストラリアの雇用創出と景気回復を踏まえた気候変動への対応策として、低排出技術の展開と商業化を加速させるための戦略「低炭素技術基金ロードマップ（Technology Investment Roadmap）」を、同国初の「低排出技術宣言（Low Emissions Technology Statement）」として発表した。CCSに関しては、以下に記述の水素製造等の五つの優先技術の一つとして、経済成長目標と併せた具体策が示された。

- 1) 水素製造：2 オーストラリアドル/kg以下でクリーン水素を製造する。
- 2) エネルギー貯蔵の開発：電力貯蔵のコストを1 MWh 当たり 100 オーストラリアドル以下で提供することにより、現在の平均的な卸電力価格、またはそれ以下で信頼性の高い風力発電や太陽光発電を可能にする。
- 3) 低炭素素材の開発：低炭素鋼の製造コストを900 オーストラリアドル/t以下、低炭素アルミの製造コストを2,700 オーストラリアドル/t以下にする。
- 4) CCSの開発：CO₂の圧縮、ハブ輸送、貯留を1t 当たり 20 オーストラリアドル以下で行う。ただし分離・回収技術は、適用する産業により変動するため対象としない。
- 5) 土壌炭素貯留の効果の測定コストを、1ヘクタール当たり、1年当たり3 オーストラリアドル以下で行う。

オーストラリア政府はさらに本「低排出技術宣言」において、上記目標の達成に向けた以下の1)~5)の重要な行動を開始することを表明した。

- 1) 政府の新技术への投資に優先順位をつけるための技術投資の枠組みを確立する。
- 2) 低排出技術の開発に18億オーストラリアドルを投資し、Australia's first regional hydrogen export hub、「キングレビュー共同投資基金（a King Review Co-Investment Fund）」、「CCS 開発基金（CCS Deployment Fund）」、「未来燃料基金（Future Fuels Fund）」を設立し、新技术を支援する。
- 3) CCS と土壌炭素貯留を支援するための排出削減基金の新規・改訂方法を12箇月以内に最終決定する。
- 4) オーストラリア再生可能エネルギー庁（Australian Renewable Energy Agency :

ARENA）とクリーンエネルギー金融公社（Clean Energy Finance Corporation : CEFC）の取締役会に、政府の優先事項に対応するための柔軟性を与えるための立法改革を導入する。

- 5) 上記優先技術を推進する主要機関である ARENA、CEFC、およびクリーンエネルギーレギュレーター（Clean Energy Regulator（CER））に、技術の推進の加速化に注力することを求める。（CEFCは2019年6月の時点で、エネルギーや産業プロセスからの排出量削減と太陽エネルギーやエネルギー貯蔵への投資に関連して、242億オーストラリアドル以上の付加価値額が見込まれるプロジェクトに72億オーストラリアドルの累積投資コミットメントを行っており、2020年に発表の「技術投資ロードマップ」では、CCS等を含め、経済のあらゆるセクターで排出量を削減する技術をより幅広く支援するために、CEFCとARENAの権限を拡大するための枠組みが設けられた。）

b. 排出量削減基金制度（ERF : Emission Reduction Fund）

オーストラリア政府は、2014年7月に廃止した炭素価格制度に代わる同国の温室効果ガス削減策として、2015年8月の自由党政権下（Malcolm Bligh Turnbull 政権）において、「直接行動計画（Direct Action Plan）」を発表し、排出削減に取り組む企業を直接支援するとともに、政府が許可した一定排出量を超えた企業には、③に記載の「セーフガードメカニズム」と称するペナルティ制度を導入した。直接行動計画は主に二つの骨子で支えられ、その一つとして「排出量削減基金制度（Emissions Reduction Fund : ERF）」と称するオーストラリア政府がプロジェクト開発者から排出削減量を購入するために使用する基金（当初25オーストラリアドル）がある。

直近のオークション（2019年7月）の結果は、1トンあたり14.17オーストラリアドルであった。

2020年3月現在、オーストラリア政府は23億オーストラリアドルのERFを通じて、1億9,300万tの温室効果ガス排出削減分を、CO₂換算で1t当たり約12豪ドルの平均コストで購入することをコミットしている。これまでクレジットの大半は、農業および廃棄物セクターのプロジェクトに授与されている。

2019年、政府は、ERFの成功を踏まえて設立された20億オーストラリアドルの基金である気候ソリューション基金（Climate Solutions Fund）を通じて、低コストの排出削減の買い取りを継続すると発表した。同基金は、オーストラリアの2030年の気候変動に関する公約を実現するために設計された35億オーストラリアドルの気候ソリューション

パッケージの一部として発表された。

c. セーフガードメカニズム（Safe guard Mechanism）

直接行動計画のもう一つの重要な骨子として、オーストラリアの電力、鉱業、産業界の排出者に排出原単位の制限を課す「セーフガードメカニズム（Safe guard Mechanism）」がある。このメカニズムは、年間10万tのCO₂e（CO₂ equivalent：二酸化炭素相当量）を超える等一定の条件を超える大規模排出事業者に適用され、オーストラリアの総排出量の約4分の1をカバーしている。排出原単位が制限値を超えている施設には、オーストラリアの炭素クレジット単位を取得したり、他の事業者や期間の超過達成分を利用して排出量を相殺したりする等、さまざまな遵守メカニズムが用意されている。

(2) ブラジル

① 政策メカニズム

a. 「バイオ燃料政策（Brazil Biofuel Mandate）」における「バイオディーゼル義務化の要件（Mandatory Biodiesel Requirement）」の拡大

2005年にブラジル連邦政府（ブラジル鉱山エネルギー省）は、再生可能エネルギー政策の取り組みとしてクリーンな燃焼燃料の市場刺激策となる、植物油とサトウキビエタノールを混合したB2バイオディーゼルの要件、すなわち植物油とサトウキビエタノールを混合したバイオディーゼルの混合率について定めた法律を「バイオディーゼル政策（Brazil Biofuel Mandate）」として制定しており、2008年1月1日から施行した。現在ではすべてのガソリンスタンドでB2バイオディーゼルのみの販売となっている。2008年3月に要件が変更され、2008年7月1日現在では、すべてのディーゼル燃料に2%ではなく3%のバイオ燃料（B3バイオディーゼル）を使用することが義務化されて、この配合率についても段階的引上げを実施している。2020年3月までには、配合率を12%に引き上げ、2022年までは毎年1ポイントずつ引き上げ、2022年3月までに15%にする法律を成立させた。ただし2020年にブラジルのBento Albuquerque 鉱山エネルギー大臣は、バイオディーゼルの混合義務を、現在の12%から10%に一時的に引き下げることが発表している。

b. 「再生可能エネルギーオークション（Brazil Renewable Energy Auctions）」の延期

ブラジル政府は、2004年に、電力部門の改革に向けてエネルギーオークションによる電力調達を開始しているが、2020年には、コロナ禍によりオークションが延期されている。

(3) カナダ

① GHG 政策：「カナダネットゼロ排出責任法（Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act）」の発表

2020年11月、カナダ政府は、2050年の同国の温室効果ガス排出量のネットゼロの目標実現に向けて、5年ごとに中間目標を設定し推進する法案を議会に提出した。これは、カナダ政府が以下の合法的措置をとることを意味している。

- 1) 2050年までにゼロエミッションを達成するプロセスを合法的に拘束する。
- 2) 5年間の計画的な排出量削減目標を設定し、それぞれの目標を達成するための計画と進捗状況の報告を義務付ける。
- 3) ネットゼロ諮問機関を設立し、目標達成に向けた最善の道筋について政府に独立した助言を提供する。
- 4) カナダ政府は、各省庁と企業が意思決定において気候変動の財務上のリスクと機会をどのように考慮しているかを記載した年次報告書を公表することを要求する。
- 5) 2050年までにネットゼロエミッションを達成するための計画に、より大きな説明責任と公共の透明性を確立する。
- 6) 将来のすべての政府に対する説明責任を確保するために、環境・持続可能な開発委員による独立した第三者審査を提供する。

② 政策メカニズム：カナダにおけるカーボンプライシング制度（各州における導入状況：連邦法または州法・準州法）

カナダ政府は、2018年に連邦法「温室効果ガスによる汚染の価格付け法（Greenhouse Gas Pollution Pricing Act：GGPPA）を施行した。本法案下では、産業界向けに「アウトプットベース価格付けシステム」（Output-Based Pricing System）という排出量取引制度を通じた炭素税を課し、一般消費者には燃料ごとに異なる燃料費を課す仕組みになっている。本法案は連邦法であるが、もし州政府、準州政府が同様の法案を州法、準州法で定めている場合は、州法・準州法に則り、州政府、準州政府が炭素税を徴収できることになっている。各州の取組みについて、以下に記す。

- 1) British Columbia 州、Quebec 州、Nova Scotia 州、Prince Edward 島、Newfoundland and Labrador 州：これらの管轄区域の政府は「州法」を適用しており、連邦政府の基準を満たす炭素汚染価格制度をすでに実施、または導入準備中である。

- 2) Saskatchewan 州、Ontario 州、Manitoba 州、New Brunswick 州：これらの管轄区域の政府は、「連邦政府の燃料費」、いわゆる連邦法を導入しており、2020 年からは Alberta 州でも適用する。連邦政府は、Alberta 州の大規模産業排出者制度の変更案を監視し、大規模排出者向けの新制度の詳細が十分に明らかになった時点で、再度ベンチマーク評価を実施する予定である。連邦政府は、カーボンプライシングの下での小規模な石油・ガス施設の最も適切な扱いを決定するために、Alberta 州政府と協力することも視野に入れている。
- 3) Ontario 州、Manitoba 州、New Brunswick 州、Prince Edward 島、および一部の Saskatchewan 州：連邦法である「産業向け排出量取引制度」を適用している。Saskatchewan 州は、一部の産業に価格システムを提案しており、連邦政府のシステムは、電気と天然ガスの送電パイプライン部門をカバーすることで、州内のギャップを埋めている。

③ 石炭火力に関する政策：石炭火力の段階的廃止

カナダでは、2012年に初めて連邦政府による「石炭火力発電の温室効果ガス規制」を導入した。本規制は石炭火力発電設備について、ギガワット時（GWh）当たりの排出量を420tに抑えるという厳しい基準を設けており、2015年7月1日以降に建設された新設設備と、耐用年数（試運転日から45年から50年の間と定義）が終了した既存設備に適用している。なお2018年に本規制を改正し、カナダ全土で従来型の石炭火力発電の段階的な廃止を、当初の2050年から2030年までに加速させている。改正後では、全設備が耐用年数終了時または2029年12月31日までのいずれか早い方で420t/GWhの性能基準を満たすことが求められている。この影響を受けることが予想される設備は15設備で、Alberta州（6設備）、Saskatchewan州（1設備）、New Brunswick州（1設備）、Nova Scotia州（7設備）である。なお設備の所有者・事業者はCCSの導入により性能基準を満たすことができるが、この規制への対応に向け大半の石炭火力発電設備が停止、または天然ガスへ転換することが予想されている。

カナダ環境保護法（1999年）に基づき、連邦政府は、連邦政府の規制と同等またはそれ以上の排出削減効果を達成することができる規制を有する州と同等性についての協定が締結可能であり、ある州では連邦政府の規制が適用されず、代わりに州の規制が適用される条件を定めるものである。Saskatchewan州とOttawa州は、同等性に関する協定に合意している。これにより各州は、連邦政策の意図を実現するため、石炭の段階的廃止を規制するためのさらなる柔軟性を得ることができる。

(4) 中国

① GHG 政策：中長期目標

習近平国家主席は2020年9月の国連総会における演説において、中国が新たな政策や方策を採用して、国家が決定した貢献度を高めることを表明した。中国は中期目標として2030年までにCO₂排出量のピークアウトを達成し、以降は減少させ、2060年までにカーボンニュートラルを達成することを目指すことを発表した。またパリ協定の新目標として2060年までにCO₂ネット排出量ゼロにすることを発表し、国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に提出した。

② 政策メカニズム

a. 排出量取引制度

2020年11月、生態環境部（Ministry of Ecology and Environment（MEE））の総局は、規制権限を確立し、市場の運用と設計の主要分野の一般的なルールを規定する排出量取引制度（ETS）に関する二つの政策文書「The National ETS」および「National Measures」を発行した。この二つの文書は現在（2020年12月現在）公開協議中である。国家措置には、許容量管理、排出量取引、監視・報告・検証、コンプライアンス、オフセット、監督・管理、説明責任に関する一般的な規則と規定が含まれている。

ETSに関する作業計画はその開発を、以下の3段階に分けて計画している。

- 1) 第1段階：市場のインフラストラクチャーの構築（約1年間）
- 2) 第2段階：シミュレーション取引（約1年間）
- 3) 第3段階：コンプライアンスのためのスポット取引を許容する、深化および拡張段階（当初は2020年から開始予定）

なお2020年10月、中国生態環境部 気候変動対策室の李高室長は、中国が当初2021年から2025年の間にETSを開始することを目標としていたことについて、開始時期を遅らせることを発表した。

b. CCS 推進のための公的資金

中国におけるCCS展開への投資は、国有企業（State-owned enterprise：SOE）を通じて行われてきた。これにより、民間投資の需要とリスクを回避し、政府が責任を負うことで、クロスチェーンリスク等の大きなリスクを回避可能となる。現在中国では、Sinopec Zhongyuan CCUS、CNPC Jilin EOR、Karamay Dunhua Oil Technology EORの三つの商業規模のCCS施設が稼働している。これらの施設はいずれも国有企業の投資により支

えられている。このほか中国には、建設中の商業規模のCCS施設が2件（1件は初期開発中）と13件のパイロットプロジェクトおよび実証プロジェクトがある。2020年7月、中国の中央銀行は、国家発展改革委員会、中国証券監督管理委員会とともに、「The Green Bond Endorsed Projects Catalogue: 2020 Edition」を発行した。これには初めてCCSが含まれており、プロジェクトの資金調達チャンネルが拡大した。

④ 石炭火力に関する政策：「一帯一路」下での海外石炭火力発電所への投資

中国は広域経済圏構想である「一帯一路」の下、他国の石炭火力発電所の開発に資金を提供している。中国以外で世界的に開発されている石炭火力発電所の約4分の1、102GWがこのイニシアティブの下で支援されている。中国生態環境部が共同執筆した最近の報告書では、イニシアティブの変更が提案されており、これが実施されれば、石炭火力発電所への投資は環境リスクの高いプロジェクトに指定されることになる。提案されたルールが完全に実施されれば、中国の国有企業による世界中の石炭火力発電所への投資が大幅に削減されることになる。

(5) 欧州

① GHG 政策：中長期目標

a. 中期目標

欧州委員会は、欧州グリーンディールの一環として2020年9月に、排出量と除去量を含めた2030年の温室効果ガス排出削減目標を少なくとも55%に引き上げることを提案した。加盟国は年末までに、改定後の目標に関する立場を確立することが期待されており、最終的に決定された目標は、現在交渉中の欧州気候法（下記）に組み込まれる見込みである。

b. 長期目標

欧州委員会は2018年11月28日付で、持続可能な欧州経済の実現に向けた戦略的長期ビジョンを発表し、排出削減目標を暫定目標として80%~95%と発表した。2020年3月には新たに、2050年までに気候中立を達成するための法的拘束力のある目標をEUに課す「欧州気候法（EU Climate Act）」を提案した。提案された法律は現在、立法審査中である。

② 政策メカニズム：欧州グリーンディール（European Green deal）」

2019年12月に発表された欧州グリーンディールは、2050年までに気候中立性を達成

し、経済成長が資源利用から切り離されることを確保しつつ、いかなる点でも人や場所を置き去りにしないというEUの野心を示している。その構成要素のいくつかを以下に記す。

a. 「欧州グリーンディール投資計画（European Green Deal Investment Plan）」

2020年1月に発表された「欧州グリーンディール投資計画」は、公共投資を動員し、EUの金融商品、特にInvestEUを通じた民間資金の開放を支援することを目的としており、今後10年間で少なくとも1兆ユーロの投資が計画されている。資金の約半分は、農業基金、地域開発基金、コヒージョン基金、Horizon Europe基金、ライフプログラム等、気候・環境プロジェクトに貢献するさまざまなプログラムを通じて、EUの長期予算から拠出される。これにより、EU諸国による1,140億ユーロの追加的な共同融資を呼び込むことになる。約3,000億ユーロ相当の民間・公的投資は、InvestEUとEUの排出量取引制度（ETS）からの資金を介して動員されることが予想され、さらに1,000億ユーロを新たな「公正な移行メカニズム」（下記参照）を利用して誘致する必要がある。

b. 「公正な移行メカニズム（Just Transition Mechanism）」

公正な移行メカニズム（Just Transition Mechanism：JTM）は、気候変動に左右されない経済への移行が公正な方法で行われることを保証するために設計された、欧州グリーンディールの中心的メカニズムであり、以下の三つの主要な資金源から構成されている。

1) 「公正な移行基金（Just Transition Fund）」

欧州委員会の提案で、EUの2021～27年度予算から110億ユーロが投入される計画である。欧州議会は2020年9月、予算を250億ユーロに増やす修正案を提出した。この基金の正確な資金調達については、現在進行中の2021～27年度のEU予算に関する交渉で最終合意が得られた後に明らかになる。

2) 「InvestEU」

InvestEU下において最大450億ユーロの投資を動員することを目的とした公正な移行計画の一環である。この制度は、持続可能なエネルギーや輸送を含む民間投資を誘致し、これらの地域に利益をもたらす、その地域の経済が新たな成長源を見出すことを助けることを目指す。

3) 欧州投資銀行との公共部門向け融資枠

EU予算に裏付けられ、250億ユーロから300億ユーロの投資を動員する。地域

暖房ネットワークへの投資や建物の改修等、公共部門への融資に使われる。

c. 「EU 復興パッケージ（EU Recovery Package）」

2020年5月、欧州委員会は、大規模な復興計画「次世代EU（Next Generation EU）」のための7,500億ユーロの提案の概要を発表した。この計画を支える他の投資のうち、InvestEU基金は、新たな戦略的投資施設を組み込んでアップグレードされることになっている。

d. 「気候法提言（気候中立性）（Climate Law Proposal (climate neutrality)）」

2020年3月、欧州委員会は新たな「欧州気候法（European Climate Law）」を提案し、2050年までに気候中立を達成するという法的拘束力のある目標を掲げた。

EUの機関と加盟国は、加盟国間の公平性と連帯を促進することの重要性を考慮し、目標を達成するためにEUおよび各国レベルで必要な措置を講じることが義務づけられている。気候法には、加盟国のエネルギー・気候計画のガバナンスプロセス、欧州環境庁の定期報告書、気候変動とその影響に関する最新の科学的証拠等、既存のシステムに基づいて、進捗状況を把握し、それに応じて行動を調整するための措置が盛り込まれている。進捗状況は、パリ協定の下でのグローバルストックテイクの実施（世界全体の実施状況の確認）に合わせて、5年ごとに見直される。

e. 「国家エネルギー・気候計画（National Energy and Climate Plans）」

EUでは、EU気候変動政策のもとに、各加盟国が10年間の「国家エネルギー・気候計画（National energy and climate plans : NECPs）」を起草し、EU排出量取引制度（ETS）の対象外である温室効果ガス排出量削減のための拘束力のある目標を含む国家目標を、どのように達成するかを明記することが義務付けられている。最終的なNECPsは2019年12月までに提出することが義務付けられていたが、一部の加盟国ではこの期限に間に合わなかった。加盟国は、2年ごとにNECPsの進捗報告書を提出することが義務付けられている。

(6) フランス

① GHG 政策：長期目標

フランスはGHGの長期政策として2020年4月、第2次国家低炭素戦略において、2050年までにカーボンニュートラルを達成することを目指している（2015年12月に発表された第1次戦略では、2050年までに排出量を75%削減することを目指していた）。

② 政策メカニズム

a. 「国家低炭素戦略（National Low Carbon Strategy (Strategie Nationale)」

2015年12月、フランスは、「グリーン成長のためのエネルギー移行法（Loi de transition énergétique pour la croissance verte : LTECV）」（2015年8月発効）を進める上での重要なツールとして、気候変動緩和のためのロードマップである初の「国家低炭素戦略（Stratégie Nationale Bas-Carbone : SNBC）」を採択した。同戦略はGHG削減目標達成に向けた包括的枠組みと部門別の戦略（すべての活動分野が低炭素、循環型、持続可能な経済への移行を実行するためのガイドラインを示している）で、2050年までの温室効果ガス排出量を削減するための行程を定義し、炭素予算の短期および中期的目標を設定している。国、地域圏等公的意思決定者に対しては法的強制力を有し、企業や世帯にとっては、削減目標の達成を促すためのツール（投資先決定に役立つ指針等の参考資料となり得るもの）であり、法的拘束力はない。2019年6月末、その後5年ごとに、当該期間のカーボンバジェットの達成状況を踏まえ、SNBCの見直しが行われる。

SNBCは2050年にカーボンニュートラルを達成することを目指して2018年から2019年にかけて改訂され、2020年4月に、フランスは「第2次国家低炭素戦略（The second National Low Carbon Strategy）」を採択した。この戦略には、2050年までにカーボンニュートラルを達成することと、フランスの消費のカーボンフットプリントを削減するという二つの野心がある。基本方針は、2050年まで毎年平均900万～1,000万tのCO₂を削減し、累積1億4,000万tのCO₂削減を目指すもので、2005～2013年よりも削減のペースを加速していくことが前提である。

SNBCでは、全部門の固有の戦略が個別に示されており、CCS、CCUの取り組みについては、フランス国内の工業部門の化学工業分野で使用可能なCCSまたはCCUの技術を開発・一般化すること、また「製品利用によるGHG強度を抑制」するため、鉄鋼・セメント等の部門における工業プロセス向けCCSを開発などが示されている。

b. 「国家再生可能エネルギー行動計画（National Renewable Energy Action Plan (NREAP)」

EU加盟国は、EU指令の下、2020年の再生可能エネルギー、エネルギー効率、温室効果ガス削減目標を達成するための道筋を概説した「国家再生可能エネルギー行動計画（National Renewable Energy Action Plan : NREAPs）」を立案し、欧州委員会に提出することが義務づけられている。

フランスの再生可能エネルギー目標は、同国の「環境・エネルギー法（Law on Energy

Transition and Green Growth）」で定められ、2019年に「エネルギー・気候法（Law on Energy and Climate）」で更新された。改正後のフランスの再生可能エネルギーの目標は以下のとおりである。

- 1) 2020年までに最終エネルギー消費量の23%、2030年までに33%を再生可能エネルギーが占めるようになる。
- 2) 2030年までに発電量の40%を自然エネルギーで賄う。
- 3) 2030年までに最終的な熱需要の38%を再生可能エネルギーで賄う。
- 4) 2030年までにガス需要の10%を自然エネルギーで賄う。

④ 石炭火力に関する政策

フランス政府エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は2020年1月にNormandy地方のLe Havre Coal-fired Power Plant（設備容量580 MW）を2021年4月1日付けで停止することを発表した。フランス政府は気候変動対策のため、2022年までに石炭火力発電所を3 GW分停止する政策を掲げており、Le Havre Power Plantの廃止もその一環で、代替として再生可能エネルギーを推進する計画である。Le Havre Power Plantは、仏国営エネルギー会社EDFが所有しており、EDFはこの他にも所有の「コルドメ石炭火力発電所（設備容量580 MW）」についても、2022年頃にバイオマス火力発電所に転じる計画を発表している。

⑤ CCS 開発プログラム

フランスには、現在開発中のCCS施設として「The DMX Demonstration Project in Dunkirk」が1件ある。同プロジェクトは2022年に稼働予定の先進的な開発中のパイロット実証施設で、DMX技術の有効性を実証するために、製鉄所から1時間当たり0.5 t、年間4,000 t以上のCO₂の回収を目的としている。EUイノベーション基金は、本プロジェクトの総費用1,930万ユーロに対して約1,480万ユーロを提供している。

(7) ドイツ

① 政策メカニズム：炭素価格

2019年9月、ドイツ政府は排出量削減目標を達成するための対策として企業や家庭に炭素排出量の削減を促すための540億ユーロの支出パッケージを発表したが、2020年5月に輸送やエネルギーも対象とすることが議会で可決された。導入当初の炭素価格は少なくともEU-ETSと同水準として2021年に25ユーロ/t-CO₂から開始し、2025年には55ユーロ/t-CO₂まで引き上げる計画である。

② 石炭火力に関する政策：石炭の段階的廃止

2019年1月、ステークホルダーとの対話を含む政府任命の委員会は、遅くとも2038年までにドイツの石炭火力発電の終了を勧告した。さらに2020年7月、ドイツ議会は「石炭フェーズアウト法（Coal phase out law）」を採択し、石炭を使った発電を2038年までに段階的に廃止することを法律に明記した。ドイツ政府は、競争入札メカニズムを通じて授与されるシャットダウンプレミアム（coal-fired power plants via a shutdown

premium awarded）を介して、石炭火力発電所の早期閉鎖を強く奨励していくことを決定した。このメカニズムはドイツの安定的エネルギー供給と、石炭火力発電所の秩序ある閉鎖とを保証するものであり、ドイツのエネルギー規制当局は、2020年から2023年の間に七件の入札を公表し、2026年まで毎年実施される硬質石炭火力発電所と小型褐炭火力発電所（150 MW以下）の閉鎖に向けた入札を実施する。入札の落札者は、透明性のある選定基準に基づいてエネルギー規制当局が決定する。入札メカニズムの設計の際は、ドイツがネットワークの安定性に不可欠な発電所の閉鎖を回避し、市場から最も多くのCO₂排出量を最小のコストで排除できることが求められている。さらに同法の施行前に許認可を得ていない限り、新たな硬質石炭や亜炭火力発電所の稼働を禁止している。

③ CCS 関連政策

a. 「国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan）」

ドイツ政府は、欧州委員会に提出した「国家エネルギー・気候計画」（対象期間2021年から2030年）の中で、産業革新と脱炭素化に関連してCCSを盛り込んでいる。

b. 「ドイツ気候保護計画2050（Climate Action Plan 2050）」

ドイツ政府が発表した「ドイツ気候保護計画2050」の産業部門の2050年ビジョンでは、化石燃料を、CO₂フリーまたはCO₂ニュートラルな燃料に置き換えるために電力、バイオマス、電力起源の水素、CO₂利用（CCU：Carbon Capture and Utilization）への取り組みを盛り込んでいる。

c. 「国家水素エネルギー戦略」

2020年6月にドイツ政府は「国家水素エネルギー戦略」の閣議決定を発表した。本戦略では、化石燃料からの電力で製造されるブルー水素（発生するCO₂をCCS等により地中に貯留し、大気中への排出を防ぐ）への取り組みにも言及している。

(8) イタリア

① 政策メカニズム：「国家エネルギー戦略（The National Energy Strategy）」

イタリア政府は「国家エネルギー戦略」（国家エネルギーシステムの変化を予測し、管理するために策定した10年間の計画）として、2019年12月に「国家エネルギー・気候統合計画」を新たに採択したが、その中で2030年までに総エネルギー消費量に占める自然エネルギーの割合を従来の28%から30%へと引き上げ、より持続可能で安全なエネルギーシステムの構築を図っている。

② 石炭火力に関する政策

2019年9月、イタリア政府は、石炭火力発電所が立地する地域の人々の再教育のために、EU-ETSの排出枠の売却益から年間最大2,000万ユーロを計上する法律を採択した。

③ CCS研究開発プロジェクト

イタリア大手石油会社であるEni社は現在、北イタリアRavenna沖で開発初期段階のCCSプロジェクトを推進している。本プロジェクトでは、アドリア海底下の枯渇ガス田にCO₂を貯留する計画で、貯留量は3億～5億tと推定されている。Eni社は本プロジェクトに対する支援を得るため「EUイノベーション基金」に資金の申請を行っている。

(9) インドネシア

① 政策メカニズム

a. 「国家エネルギー計画（the National Energy Plan : RUEN）」

インドネシア政府は2017年に「国家エネルギー計画（RUEN）」を発表したが、現在は2014年の国家エネルギー政策で定められた2025年および2050年のエネルギー目標に基づく取組みを実施している。2014年の政策で定められた目標は、新エネルギーと再生可能エネルギー（2025年に最低23%、2050年に最低31%）、石油（2025年に最低25%、2050年に最低20%）、石炭（2025年に最低30%、2050年に最低25%）、ガス（2025年に最低22%、2050年に最低24%）で構成される一次エネルギー供給を提案している。

b. 排出量取引制度

インドネシア政府は2019年10月に国内炭素取引スキームの設立を発表した。制度の適用範囲に関する法制化と更なるガイダンスは2020年に提案された。

(10) メキシコ

① 石炭火力に関する政策：「国家電気システムにおける信頼性、安全性、継続性および品質方針を発行する協定（Reliability, Security, Continuity and Quality in the National Electrical System）」

メキシコ政府は2020年5月、「電力産業の持続可能な発展を促進し、利用者の利益のために電力産業の継続的かつ効率的で安全な運営を保証する」ためのエネルギー産業法の規定を遵守することを目的とした法案を発表した。本法案の決定は、「メキシコの政府所有の化石燃料発電部門への投資を再生可能エネルギーよりも有利にするという政府の支持のバランスをシフトさせる」と報じられている。

(11) オランダ

① 政策メカニズム：「持続可能なエネルギー移行インセンティブ（SDE++）制度（Sustainable Energy Transition Incentive Scheme : SDE++）」

SDE++制度は、SDE+制度を拡張したもので、プロジェクトの運営期間中に、より幅広い用途のために補助金を提供する制度である。SDE++は、以下の生産に利用できる。

- 1) 再生可能な電力
- 2) 再生可能なガス
- 3) 再生可能な熱と熱電併給（CHP）
- 4) 低炭素エネルギー
- 5) CCSや電気分解による水素等の低炭素生産

SDE++制度の第1ラウンドは2020年11月に開始され、50億ユーロの予算が設定された。プロジェクトの1t当たりのCO₂削減量に対する補助金には上限額が設定されている。補助金としての予算すべてが配分された場合、補助金の程度が最も低いプロジェクトにインセンティブが与えられる。

② 石炭火力に関する政策：石炭の段階的廃止

オランダは1974年以来、石炭を生産していない一方で、発電部門は石炭に大きく依存しており、2018年現在で発電の27%を占める。これは五つの石炭火力発電施設によるものであるが、オランダ政府は遅くとも2030年1月1日までに石炭からの電力生産を禁止する法律を2019年に採択した。この決定により、発電効率が46%未満の古いプラントは、2025年1月1日までに石炭の使用を停止しなければならない。また発電効率が46%以上の新しい発電所は、2030年1月1日までに石炭の使用を停止しなければならない。これらの日付を以てバイオマスへの転換、あるいは停止しなければならない。

段階的廃止政策の下、2015年に試運転されたプラントのうち3基には、2030年までの移行期間が与えられた。そのうちの1基は1993年に試運転されたもので、2025年までの移行期間が与えられた。残りのオランダ Hemweg-8 power plant（650 MWの施設）は、2019年末までに閉鎖を余儀なくされた。その見返りとして、Hemweg-8 power plantには5,250万ユーロの補償金が与えられている。

③ CCS 関連政策：「SDE++」

上述したように、CCS施設はSDE++スキームの下で補助金の対象となる。2030年までに、このスキームの下で、年間最大5億5,000万ユーロが産業界の排出削減に充当される。

(12) ノルウェー

① 石炭火力に関する政策（ノルウェーにおける石炭の生産状況）：

ノルウェーでは石炭の価格の下落から、採掘はほぼ停止状態である（2017年に国有鉱山会社のSNSKがSvalbardでの操業を継続することができなくなったとメディアにより報じられた）が、2020年半ばの時点で同鉱山は操業中である。

(13) サウジアラビア

① 政策メカニズム：再生可能エネルギーの目標

サウジアラビア政府は、エネルギー効率化目標、再生可能エネルギー目標、CCSを導入することで、化石燃料からの経済の多角化を計画しているが、現在のところ、排出量目標を達成するための炭素税やETS等の市場ベースの目立った政策は存在していない。その代わりにサウジアラビア政府は、再生可能エネルギーの開発や国有会社によるCCSへの大規模投資等に重点を置いている。またサウジアラビアは「ビジョン2030戦略（Vision 2030 strategy）」において、化石燃料への補助金を段階的に廃止することを目標に掲げている。2020年11月に開催されたG20サミットでは、非効率な化石燃料補助金の中期的合理化と段階的廃止に関する共同宣言に合意し、この公約を再確認した。共同宣言には、サウジアラビアが策定した循環型炭素経済の枠組みの承認も含まれている。

(14) アラブ首長国連邦

① 石炭火力に関する政策：Hassyan Clean Coal Projectの稼働

UAEはドバイで初の石炭火力発電所となるHassyan Clean Coal Project（2.4 GW：各600 MW×4基）の建設を進めている。建設は2016年11月に開始され、建設費は34億ドルである。1基目は2020年に試験運転に入り、2023年までに完全稼働の見込みであ

り、ドバイの電力需要の20%を賄うことになっている。

(15) 英国

① GHG 政策：中期目標

英国におけるGHG排出量の中期目標（基準年：1990年）では、2030年までに68%削減する計画である。

② 政策メカニズム

a. 「炭素価格支援スキーム」の凍結（Carbon Price Support: freeze for 2021-22）

気候変動課税における炭素価格支援（Carbon Price Support：CPS）の支援率はEU排出権取引制度（EU-ETS）の炭素価格を発電事業者に「上乗せ」（フロアプライスを導入）することで機能している。CCSを導入した発電所は、CO₂の回収・貯留に比例してフロアプライスが免除されるため、他の低炭素電力源と同じように扱われることになる。2020年予算では、EU-ETSの炭素価格が高いため、炭素価格支援率は2021-22年まで凍結されることが発表された。

b. 「10ポイント計画（10-Point Plan）」

2020年11月、英国首相はグリーン産業革命のための「10ポイント計画（10-Point Plan）」を発表し、以下に示す気候変動緩和に関連する様々な分野における目標を設定した。

- 1) 2030年までに洋上風力発電容量を40GWにする目標を設定
- 2) 2030年までに5GWの低炭素水素を生産する目標を設定し、水素プロジェクトを支援するために最大5億ポンドの資金を提供する。
- 3) CCSインフラ基金の予算額を8億ポンドから10億ポンドに増加させ、2020年代半ばまでに二つのCCUSクラスター、2030年までにさらに二つのCCUSクラスターを持つという野心を高める。

(16) 米国

① GHG 政策

米国は2020年11月4日にパリ気候協定を離脱し、National Determined Contribution(NDC)：国連気候変動枠組条約における、気候変動パリ協定に基づく温室効果ガス排出削減への自国の貢献を約束する正式な国別約束)に拘束されなくなった

(JCCS注：米国は2021年2月20日に正式に復帰)。同国のNDCでは、温室効果ガス

の排出削減目標の範囲を2005年比で、2020年までに17%、2025年までに26~28%、2050年までに80%の範囲でとすることを提案している。なお2021年2月19日、米国はパリ協定に正式復帰し、その後4月22日の「地球の日」に気候変動サミットを主催した。

② 政策メカニズム：45Q 税額控除制度（更新）

米国における税額控除制度である45Q制度（は、内国歳入法（Internal Revenue Code）に規定されている最低要件を満たしていれば、発電所、工業プラント、DACCS施設も対象とされるが、その要件として、新規プロジェクトでは2024年1月1日までに建設中で、年間最低回収閾値を満たす必要性が含まれる。2020年、内国歳入庁（Internal Revenue Service）は、2018年に変更された45Qに必要な規制とガイダンスに関する協議を終了した。協議には何が安全な地中貯留に分類されるか、漏洩があった場合のクレジットの回収、クレジットの移転、CCS施設がいつ建設を開始したとみなされるかの定義に関する具体的なガイダンスが含まれ、特筆すべきガイダンスは以下である。

- 1) 回収施設の所有者は、事業パートナーである他の納税者に、クレジットの移転を選択可能である。
- 2) 事業者は、サブパート RR の下で米国環境保護庁(U.S. Environmental Protection Agency : US EPA) への報告を選択するか、またはCO₂貯留のための新しい国際規格 (ISO 27916:2019) を使用できる。
- 3) 有効利用プロジェクトによるすべてのクレームに対してライフサイクルアセスメントが必要であり、ライセンスを取得した第三者企業が実施しなければならず、すべての温室効果ガスを考慮しなければならない。

なお、超党派予算法（Bipartisan Budget Act）の導入と国税庁の関連ガイダンスの発行の遅れにより、現在の工事期限の延長が複数の関係者から求められている。

③ 石炭火力発電に関する政策

ジョー・バイデン大統領は2035年までに電力部門から炭素を除去し、大規模な太陽光発電や洋上風力発電所等のプロジェクトに4年間で2兆ドルを費やすことを公約に盛り込んだ。

7.1.2 世界のCCS施設について

国際的シンクタンクであるGlobal CCS Instituteのデータベースでは、2020年からCCS産業の継続的な発展をより良く追跡するために、新規分類システムの導入に向けた更

新作業が進んでいる。新しい分類システムでは、ポイントを従来の「大規模な施設」の分類から「施設の商業性」に移して反映している。

(1) CCS 施設・プロジェクトの新しい分類

Global CCS Institute の 2020 年版「Global Status of CCS」では、CCS 施設は「商業用 CCS 施設」、「パイロット施設やデモ施設」のいずれかに分類される。

① 商業用 CCS 施設の定義

- 1) CO₂は、継続的な商業活動の一環として、恒久的な貯留のために回収される。
- 2) CO₂の貯留は、第三者が行う場合と、回収施設の所有者が行う場合がある。
- 3) これらの施設は一般的に、CO₂回収施設のようなホスト施設と同様の経済的活動を実施している。
- 4) これらの施設は、その運転中に商業的リターンを支持し、および/または規制要件を満たすことが求められている。

② パイロット施設やデモ施設の定義

- 1) CO₂は、CCS 技術やプロセスの試験、開発、実証のために回収、貯留される。
- 2) 回収した CO₂は、永久に貯留されることもあれば、されないこともある。
- 3) これらの施設の寿命は一般的に大規模産業施設と比較して短く、試験、開発プロセスの完了、または実証マイルストーンの達成に必要な時間により決まる。
- 4) 施設として創業期間中の商業的リターンは期待できない。

(2) 新しい分類による影響（従来との変更点）

新しい分類による 2019 年からの変更点は以下のとおりである。

「パイロット・実証施設」に分類した以下の六つの施設は、商業用 CCS 施設に分類する。

- 1) Arkalon CO₂ Compression Facility (0.29 百万 t/年、稼働中、米国)
- 2) Bonanza BioEnergy CCUS EOR (0.10 百万 t/年、稼働中、米国)
- 3) Core Energy CO₂-EOR (0.5 百万 t/年、運用中、米国)
- 4) Karamay Dunhua Oil Technology (0.1 百万 t/年、稼働中、中国)
- 5) PCS Nitrogen (0.3 百万 t/年、稼働中、米国)
- 6) Sinopec Zhongyuan Carbon Capture Utilization and Storage Facility (0.12 百万 t/年、稼働中、中国)

2019 年までノルウェーのフルチェーンプロジェクトの一環として、一つの大規模施設と

してグループ化した以下の二つの施設は、分類方法の変更により、二つの別個の商業用CCS施設に分類する。

- 1) Langskip - Brevik Norcem（ノルウェー）
- 2) Langskip - Fortum Oslo Varme（ノルウェー）

2019年度の報告書において、一つの大規模施設としてグループ化した Occidental Petroleum Corporation and White Energy Plainview Ethanol EOR Facility と Hereford Ethanol EOR Facility は、二つの個別の商業用CCS施設に分類する。

- 1) Project Interseqt - Hereford Ethanol Plant（米国）
2. Project Interseqt - Plainview Ethanol Plant（米国）

2019年まで大規模CCS施設に分類した8件のCO₂輸送・貯留プロジェクトは、分類方法の変更により、Global CCS Institute「CO₂REデータベース」の新たな「ハブ」セクション（2021年ごろ完成予定）に個別に掲載予定で、本報告書でもその分類となる。参考までに、Global CCS Instituteのデータベース上では移行期間におけるこれらの輸送・貯留ハブは、その業種を「CO₂貯留」として分類し、データベース上の施設とは区別される。

- 1) Project ECO₂S（Kemper Countyにおける初期段階のCO₂貯留施設（米国）
- 2) CarbonSAFE, Illinois, Macon Country（米国）
- 3) Integrated Midcontinent Stacked Carbon Storage Hub（米国）
- 4) The Alberta Carbon Trunk Line (ACTL)（カナダ）
- 5) Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos)（オランダ）
- 6) Net Zero Teesside（英国）
- 7) Northern Lights（ノルウェー）
- 8) CarbonNet（オーストラリア）

① Global CCS Institute による2020年更新情報：商業用CCS施設

a. 新規商業施設（17件）

Global CCS Instituteによると、商業用CCS施設は2020年の同Instituteのデータベースに17件追加された。米国は新規CCS開発において、世界的リーグテーブルを再びリードしており、17件の新規施設のうち12件が米国における事業である。これは政府が政策として、投資を促すビジネスケースを作ることにより、プロジェクトが進むことをまさに表している。残りの5件の新規施設は、英国（2件）、カタール、オーストラリア、ニュージーランドにある。

- 1) Cal Capture（米国）
 - 2) Clean Energy Systems - Central Valley（米国）
 - 3) LafargeHolcim Cement Carbon capture（米国）
 - 4) Mustang Station of Golden Spread Electric Cooperative (GSEC) Carbon Capture（米国）
 - 5) Nebraska Public Power Districts Gerald Gentleman Station Carbon Capture（米国）
 - 6) Plant Daniel Carbon Capture（米国）
 - 7) Prairie State Generating Station Carbon Capture（米国）
 - 8) Red Trail Energy Ethanol CCS（米国）
 - 9) San Juan Generating Station Carbon Capture（米国）
 - 10) The Illinois Clean Fuels Project（米国）
 - 11) The ZEROS project（米国）
 - 12) Velocys' Bayou Fuels Negative Emission Project（米国）
 - 13) Drax BECCS Project（英国）
 - 14) Hydrogen to Humber Saltend（英国）
 - 15) Qatar LNG CCS（カタール）
 - 16) Santos Cooper Basin CCS Project（オーストラリア）
 - 17) Project Pouakai Hydrogen Production with CCS（ニュージーランド）
- b. 商業用 CCS 施設から削除された施設（5 件）
- 2020 年版の商業用 CCS 施設の情報からは、以下の 5 件の施設が削除された。
- 1) Southwest Hub（オーストラリア、研究開発のみ）
 - 2) China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration（中国、テストセンターのみ）
 - 3) Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System（phase3）（中国、計画なし）
 - 4) Shenhua Ningxia（中国、パイロット、実証のみ）
 - 5) Shenhua Ningxia CCS（中国、進展なし）
- c. 既存の CCS 設備の主な仕様の変更点
- 既存の CCS 設備の主な仕様の変更点については以下のとおりである。
- 1) Century Plant（操業中）：回収能力が 8.4 百万 t/年から 5.0 百万 t/年に減少
 - 2) Enid Fertiliser（操業中）：回収能力が 0.7 百万 t/年から 0.1～0.2 百万 t/年に減

少

- 3) Petrobras Santos Basin CCS（稼働中）：回収能力が3.0百万t/年から4.6百万t/年に増加
- 4) Quest Project（操業中）：回収能力が1万t/年から1.2万t/年に増加
- 5) Lost Cabin Gas Plant（稼働中）：回収能力が0.9百万t/年から0.7百万t/年に減少、2018年後半から稼働を停止、今年後半または経済状況が改善した場合に再開の可能性あり
- 6) Petra Nova（CO₂の回収は2020年に停止）

d. 商業用 CCS 施設（65 件）

2020年時点の商業用 CCS 施設は65施設となる。（操業を終了し閉鎖した2施設は含まない。）

- 1) 26件は操業中である。
- 2) 2件は停止中である：1件は油化低下により、もう1件はホスト施設の火災による。
- 3) 3件は建設中である。
- 4) 13件はフロントエンドエンジニアリングデザイン（FEED）に向けて初期開発段階にある。
- 5) 21件は初期の開発段階にある。
- 6) 現在稼働中、または建設中の事業を合計すると、年間約4,000万t-CO₂を回収し、恒久的に貯留することができる。

7.1.3 CCS とハブ

CCS のハブとは、施設のクラスターからの CO₂ ストリームを集約、圧縮、脱水、輸送する施設である。スケールメリットにより CO₂ 貯留の単価を大幅に低減し、投資リスクを低減する商業的シナジーを創出する。特に、圧縮プラント（最大約 50 MW の消費電力）の資本コストと、年間約 1,000 万～1,500 万 t の容量までのパイプラインの資本コストには、大きなスケールメリットがある。また、CCS ハブは、各排出源に個別の圧縮設備を設置した場合よりも大きな負荷低減運転（流量の減少）を可能にすることで、より柔軟な圧縮設備の操業を可能にする。

なお CCS クラスターとは、一箇所に複数の CCS 施設が存在することである。

現在 CCS 投資の次の波として CCS ハブが浮上している。米国内の 12 の新規商業施設のほとんどは、DOE が開発・支援する「CarbonSAFE」を通じて、CO₂ 貯留ハブにアク

セスする機会を得ている。また英国における二つの新しい商業施設も、いずれも英国初のネットゼロ産業クラスターを目指すゼロ・カーボン・ハンバーに関連している。

以下1)~8)は、2019年、2020年にGlobal CCS Instituteにより特定されたCCSハブとクラスターである。

- 1) The Alberta Carbon Trunk Line (ACTL)
- 2) CarbonNet
- 3) CarbonSAFE Illinois – Macon County
- 4) Integrated Midcontinent Stacked Carbon Storage Hub
- 5) Net Zero Teesside
- 6) Northern Lights
- 7) Porthos (CO₂の輸送と貯留)
- 8) Project ECO₂S (ケンパー郡の初期のCO₂貯留施設)

なお上記以外にも、開始されたばかりで関連する公開情報は限られているが、以下のCCSハブ構想が進んでいる。

- 1) Gulf of Mexico CCUS Hub (米国、メキシコ湾)
- 2) ATHOS (オランダ、Noordzeekanaal 地域)
- 3) Zero Carbon Humber (英国、英国東海岸 Humber 流域の三角州地帯)
- 4) Xinjiang Junggar Basin CCS Hub (中国、新疆ウイグル盆地)

7.1.4 ASEANにおけるCCSの兆し

ASEAN（東南アジア諸国連合）のエネルギープロファイルについて、発電燃料ミックス、ならびに急速に増加している天然ガス生産の観点から考察すると、ASEAN諸国が低炭素社会の未来をコミットする場合、CCSが重要かつユニークな役割を果たすことが分かる。以下は、ASEANの中でもCCSの機運が高まりつつあるシンガポール、マレーシア、インドネシアおよびその他のASEAN諸国、ならびにインドにおけるCCSに関する最新動向である。

(1) シンガポール

① CCSに関する動向：政策「長期低排出ガス開発戦略（LEDS）」

シンガポールでは官民両部門においてCCS、CCUSへの機運や関心がともに高く検討も進んでいる。シンガポールの温室効果ガス排出量は2017年時点で5,200万t-CO₂eであるが、その39%が発電所（大半はガスベース）からの排出で、46%が産業からの排出である。産業からの排出は発電と異なり、排出削減のための代替技術を見つけることが困難な

状況にあり、シンガポール政府は2020年3月に発表した政策「長期低排出ガス開発戦略（Long-Term Low-Emissions Development Strategy）」の中で、以下三つの必要性を示し、重要戦略として推進することを発表した。

- 1) 第一に、産業的、経済的、社会的な変革の必要性
- 2) 第二に、CCUSや低炭素燃料等、未成熟技術の利用の必需性
- 3) 第三に、正しく機能している炭素市場、炭素貯留、地域電力網等の分野における国際協力の必要性

本政策はシンガポール政府がCCUS開発への道を開いたことを意味し、同国の産業界がCCUSに関する近隣諸国との国際協力を進め、豊富な貯留スペースを有し法整備も進むオーストラリア等の遠方諸国との貯留に関する国際協力の基盤にもなる。またシンガポールが拠点の国際企業に課されるシンガポールの炭素税は、現状安価ではあっても今後の脱炭素化戦略の原動力の一つとなり得る。シンガポールにおけるCCS関連事業はFS前ではあるものの以下のプロジェクトが1件存在する。

② CCS関連プロジェクト

a. 「ExxonMobil Jurong Island Refining and Petrochemical Complex Carbon Capture」

- 1) 事業提唱者：ExxonMobil
- 2) 場所：Jurong Island
- 3) 概要：ExxonMobilがシンガポールJurong Islandに所有する、同社世界最大の複合産業施設の石油化学品工場からの分離・回収。同社はジュロン島の低炭素化実現に向けてシンガポール政府と協議中である。

(2) マレーシア

① CCSに関する動向

マレーシアにはCO₂含有量が70%以上と非常に高いガス田が存在しており、同国の電力、石油・ガス部門が、数年以上にわたりCCSの導入検討を行っている。これは、高濃度CO₂ガス田開発はCO₂貯留との組み合わせのみでしか認可されない可能性があるためであるが、ガス田の大半が沖合に存在することから、掘削、圧入、モニタリング等を含む操業コストが高額となることがデメリットとしてあげられる。同国によるCCSへの取り組みはここ数年目覚ましく、キャパシティディベロップメントや貯留層評価、法規制のワークショップ等に限らず様々な活動を推進中している。同国で可能性あるCCSプロジェクトは、検討初期段階の以下の1件である。

② CCS 関連プロジェクト

a. CCS Opportunity at Malaysian Gas Fields

- 1) 推進者：Petronas、(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）、JX 石油開発(株)
- 2) 場所：Petronas K5 Project（マレーシア Sarawak 州）
- 3) 概要：3社共同で、CCS 技術の利用による天然ガス開発を検討中

(3) インドネシア

① CCS に関する動向

インドネシアには高 CO₂ 濃度の大規模なガス開発プロジェクトが複数あり、国際的資金援助を受けて、様々な研究やパイロット研究が実施されている。インドネシア政府（石油・ガス当局）は、国内における石油・ガス生産量の増加に向けて CO₂-EOR/EGR の実施について長年検討を実施しており、また CCS に関する法的枠組み草案も提案済みであるが、制定にはさらなる検討を要する。日本－インドネシア間の二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism：JCM）では、プロジェクト開発者にオルタナティブ投資を提供する可能性があり、CCS 事業にクレジットを利用するためには CCS の規制が必要となる。電力セクターへの CCS 導入は、同国の大気汚染を削減し、国内主要都市の大気の改善に貢献することが期待されている。検討初期段階の CCS プロジェクトは、以下 2 件である。

② CCS 関連プロジェクト

a. CO₂ capture and injection for Sakakemang Corridor

- 1) 事業推進者：Repsol 社、事業パートナー（予定）：PETRONAS 社、MOECO
- 2) 場所：インドネシア南スマトラ陸上 Sakakemang 鉱区
- 3) 概要：Sakakemang ガス田開発（高 CO₂ 濃度ガス田）の一環で CO₂ 分離・回収を実施予定。回収量のポテンシャルは年間 150～200 万 t-CO₂ で 2026 年の創業開始に向けて Repsol 社は 2021 年 3 月に事前調査の実施を発表。

b. Tangguh LNG Carbon Capture

- 1) 事業推進者：BP 社
- 2) 場所：インドネシア共和国西パプア州 Tangguh LNG
- 3) 概要：概念設計段階で、BP 社は Tangguh LNG における CO₂ 分離・回収、再圧

入に関するメカニズムの調査およびテストを実施中である。

(4) その他のASEAN諸国（タイ、ブルネイ、ベトナム、フィリピン、カンボジア、ラオス、ミャンマー）

本調査では、上記以外のASEAN諸国であるタイ、ブルネイ、ベトナム、フィリピン、カンボジア、ラオス、ミャンマーでは、CCS関連のプロジェクト開発は確認されていない。

(5) 東南アジアにおける政策、法律、規制の動向

東南アジア諸国であるインドネシア、マレーシア、タイ、ベトナム、ブルネイ、カンボジアの各政府によるCCS導入に対する政策には温度差があり、例えば6箇国のいずれも、現在および将来的に増加が予想されるCO₂の排出量を緩和するためのCCS導入の可能性を認めているものの、法規制モデルを起草したインドネシア（ただし公表はしていない）以外は、CCSに特化した法的・規制的枠組みの開発や開発の表明や、短期、長期目標におけるCCS技術の導入の公約はほぼみられない。

タイとカンボジアはこうした政策の不確実性を示す好例で、両国とも国の政策文書の中でCCS技術の導入の可能性が高いことを示している。タイの気候変動マスタープランではCCSの実現可能性調査の実施を約束しているが、それ以上の政策上の約束や技術の展開目標は明らかにされていない。カンボジアも同様に、CCSを将来の石炭発電所からのGHG排出量を緩和するための可能性のあるオプションとして、同国のエネルギー基本計画で認めている。同計画では「必要」と記述されているにもかかわらず、より広い国の政策声明の中でCCSの導入に向けた更なるコミットメントはない。

(6) インド

インドでは、チェンナイ市内でのCarbon Clean Solutions社によるTuticorin炭素回収、利用（CCU）プロジェクトが1件ある。

① CCS関連プロジェクト

a. Tuticorin CCU Project (Carbon Clean Solutions)

- 1) 事業提唱者：Carbon Clean Solutions Limited CCSL, Tuticorin Alkali Chemicals and Fertilisers (TACFL)
- 2) 場所：インド Chennai, Tamil Nadu
- 3) 概要：Carbon Clean Solutions社は、2016年にChennai市内の石炭火力発電所

に分離・回収、利用設備（6万t/年・CO₂）を導入した。回収したCO₂はソーダ灰製造に利用する。

② Global CCS Institute の CCS 準備指数を用いたインドの評価

Global CCS Institute の CCS 準備指数とは、CCS に対する国の要件、政策、法律、規制、貯留資源の開発状況を Global CCS Institute が世界各国の CCS 展開の進捗状況のモニタリングを通じて独自に示した指標であり、インドは同 CCS 準備指数において CCS 導入の機会が最も多い国に分類されている。経済的に化石燃料に大きく依存している同国は、気候変動の目標を達成するために CCS に大きく依存する可能性が高いものの、現在のところ CCS の導入準備度は低い。同区分に分類される他の諸国にも見られることだが、インドには制度的・技術的な能力や、効果的な気候変動緩和政策を実施する意欲がなく、結果として CCS 事業に対する支援活動の事例の存在に相反し、CCS の展開の見通しが低い。実際、インド政府は CCS に特化した法整備や投資をインセンティブとする政策等の CCS の展開に必要な措置を講じていない。今後 CCS に特化した法律整備がされない場合、インドの既存の石油、環境、水に関する法律が CCS プロジェクトの様々なライフサイクルの側面に適用されることが考えられる。

③ 環境政策と CCS

インドでは経済・人口が急速に拡大する一方、約2億4,000万人が電力のない生活下にあり、石炭を含むあらゆる電源により発電を行っている。削減目標は2020年までに20～25%のCO₂排出量削減という拘束力のない目標で、経済成長とCO₂排出量の連動において大きな課題への直面が予測されている。再生可能エネルギーの導入も急速に進めてはいるが、予想では2040年に石炭が同国の発電量の2/3を占めることから、CCSの導入が同国のエネルギー需要への対応と同時に、気候変動対策を検討する上で大きなメリットとなる可能性は十分ある。インドが国際イニシアティブの支援等で実施しているCCSの可能性の検討や研究開発は以下のとおりである。

- 1) 英国政府出資による Ultra Mega Power Plant (UMPP) における CO₂ 貯留能力や CO₂ 回収の可能性評価
- 2) Mission Innovation の CO₂ 回収チャレンジへの参加、CSLF への参加
- 3) インド科学技術省の科学技術省 (DST) を通じた CCS の研究開発への支援
- 4) CO₂ 隔離に向けた国家プログラムの実施 (2007 年以降の小規模研究開発プロジェクトの実施)
- 5) インド大手石油会社 ONGC 社による CO₂-EOR の CO₂ 圧入テスト

6) Mission Innovation 主導のCCU（CO₂製造品）への取り組み

インド政府が最近、石油ガスや非在来型炭化水素資源の強化・改善回収を促進し、インセンティブを与える政策の枠組みを承認したことは、インドにおけるCCUSプロジェクト開発の緊急性を示している。CCSについては政府が商業規模のCCSに関心を示しているものの、現在の政策措置では、国内のCCSの普及・支援に不十分である。

7.1.5 水素とCCS

(1) 世界の最新動向

2019年のIEAの報告によると、世界の水素市場はすでに確立されており、2050年までに2.5兆ドル規模の市場を創出すると予想されている。また2020年のIEAの報告では、2020年の純水素の生産量は7,000万t、総水素量（合成ガスを含む）は1億2,000万tに達している。

すでに精製、アンモニア、メタノール製造等で大量の水素が利用されている。ゼロエミッション燃料としての水素の新たな利用法が開発されれば、その用途はさらに広がり、急速に加速するだろう。その中でも特に重要なのは、脱炭素化が困難な輸送分野である。

現在の水素の97%は、石炭のガス化、または天然ガスからの水蒸気メタン改質（SMR）により生産されている。これらは「グレー水素」と呼ばれることもあり、2019年時点のIEAの報告では830百万t/年のCO₂を排出している。このCO₂をCCSで削減したものが「ブルー水素」と呼ばれている。石炭や天然ガスからの水素製造に適用されるCCSは、費用対効果が優れており、ゼロエミッションを実現することができる。さらに使用した際の副産物は水のみである。

Global CCS Instituteの2020年度の報告では、現在CCS設備を付設した水素商業施設は7件あり（1件は建設中）低炭素水素を生産中である。年間の水素の生産量は1.5百万t/年で、7百万t/年のCO₂を回収している。こうした施設は商業施設のほか、日本の苫小牧CCS施設等のようなパイロット実証施設等も存在する。現在、圧入運転を停止し、モニタリングを継続中である。

表 7.1-1 CCSを導入した水素製造施設

施設名	H2生産能力（t/d）	H2生産工程
Enid Fertilizer	200	メタンの改質
Great Plains Synfuel	1,300（合成ガス中）	石炭ガス化
Air Products	500	メタンの改質
Coffeyvil	200	石油コークスのガス化
Quest	900	メタンの改質
Alberta Carbon Trunk Line- Sturgeon	240	アスファルト残渣のガス化
Alberta Carbon Trunk Line- Agrum	800	メタンの改質
Sinopec Qilu	100（推定-工事中）	石炭・コークスガス化

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

(2) 2020年度の更新情報（追加施設）

既存の水素 CCS 施設に加え、多くのプロジェクトが開発段階にあり、Global CCS Institute のデータベースには、2020 年以降、以下 2 件のプロジェクトが追加された。

① オーストラリア「HESC-CarbonNet」

2018 年 4 月に発表された日本豪共同事業であるオーストラリア Victoria 州での HESC-CarbonNet は、世界初の 5 億ドル規模の取組みで、日本政府、川崎重工業、J-Power、オーストラリア政府、Victoria 州政府、そして HESC 業界のパートナーである岩谷産業、丸紅、シェル、AGL が参加する共同ベンチャー事業である。このコンソーシアムは、川崎重工の専用船で日本に輸出するために、Latrobe Valley の褐炭から水素を製造するパイロットプラントを建設中である。

ビクトリア州政府地球資源局の 2019 年の報告によると、HESC-CarbonNet は世界最大級の褐炭鉱床の一つにアクセスし、650 億 t と推定される Latrobe Valley の広大な褐炭資源の継続的な商業化のための持続可能で低排出量の経路を提供するため、世界的に重要な計画とされている。2020 年にパイロット運転を開始し、2020 年代半ばまでに商業規模の水素プロジェクトへの投資決定を行う予定である。Latrobe Valley での将来の商業規模の水素プロジェクトでは、CO₂を回収し、パイプラインで Gippsland 盆地の沖合の深部にある CarbonNet CCS ネットワークに輸送する。

CarbonNet Project では現在、Pelican と呼ばれる貯留サイトの評価を実施中で、オーストラリア初の CCS 専用の洋上評価井を掘削する等、貯留層評価を行っている。結果は良好で、貯留ポテンシャルは、125 百万 t-CO₂ から 500 百万 t-CO₂ に更新された。CarbonNet は現在、井戸の解析データに基づき「特定貯留層の宣言」を受けるための規制プロセスを進めている。また現在は Kookaburra と呼ばれる二つ目のサイト評価も実施中である。この貯留サイトは体積的に大きく、地震の取得や第二の井戸の掘削を含む更なる評価の計画が進行中である。

② ニュージーランド「Pouakai Project」

8 Rivers Capital が所有する Pouakai プロジェクトは、ニュージーランドの Taranaki 地域に水素・肥料・発電の複合施設を建設することを提案している。天然ガスを原料とし、CCS を利用する。三つのプロセスを統合した一つの天然ガス処理施設を通じ、以下三つの技術確立を目指している。

- 1) NET Power's Allam Cycle 発電
- 2) 8 Rivers の 8RH2 hydrogen production technology
- 3) アンモニア合成と合成窒素肥料製造プロセス技術

同プロジェクトの運転開始は 2024 年の予定で、年間約 100 万 t の CO₂ を生産し、タラナキ盆地の枯渇ガス田または深部塩水層のいずれかを貯留場所とする予定である。

7.1.6 バイオエネルギーと CCS (BECCS)

(1) BECCS 技術

BECCS は、バイオマスをエネルギーに変換する際に発生する CO₂ を回収、輸送、貯留するネガティブ エミッション技術である。BECCS には、様々な産業、バイオマス原料、エネルギー変換の方法が含まれているため、一義的な定義はない。またバイオマスの最終的な利用方法も様々である。

BECCS には莫大な可能性がある。最大の（エネルギー生産量の点で）商業的に最も魅力的な BECCS アプリケーションは、CCS を用いたバイオエタノールの生産である。この技術はすでに成熟しており、2019 年の IEA の報告では、2018 年には約 88 百万 toe（石油換算 t）のバイオマス由来のバイオ燃料が生産され、その 2/3 はエタノールである。米国は世界のバイオ燃料の半分以上を生産しているが、南米、サハラ以南のアフリカ、東南アジアの発展途上国等、世界中で気運が高まっている。輸送部門でのバイオ燃料の利用が増加すれば、従来、脱炭素化が困難であった部門における CO₂ 排出量の削減が可能になると考えられている。

(2) BECCSに関する世界の概観（商業施設／パイロット・実証 CCS 施設）

Global CCS Institute のデータベース上では、現在商業用の BECCS 施設は 12 件あり、3 件が運転中で約 140 万 t の CO₂ 貯留を行っている（表 7.1-2 世界の BECCS 施設（商業施設 12 件））。そのほか、3 件のパイロット・実証施設が稼働中である（表 7.1-3 世界の BECCS 施設（パイロット・実証 CCS 施設 3 件））。

表 7.1-2 世界の BECCS 施設（商業施設 12 件）

事業名／（操業開始年：ステージ）	回収能力（百万 t/年-CO ₂ ）
米国：Arkalon CO ₂ Compression Facility （2009 年：操業中）	0.29 百万 t/年-CO ₂
米国：Bonanza BioEnergy CCUS EOR（2012 年：操業中）	0.1 百万 t/年-CO ₂
米国：Clean Energy Systems Carbon Negative Energy Plant - Central Valley（2025 年：開発初期）	0.32 百万 t/年-CO ₂
英国：Drax BECCS Project（2027 年：開発初期）	4 百万 t/年-CO ₂
米国：Illinois Industrial Carbon Capture and Storage （2017 年：操業中）	1 百万 t/年-CO ₂
ノルウェー：Langskip CCS - Fortum Oslo Varme （2024 年：先行開発）	0.4 百万 t/年-CO ₂
米国：Project Interseqt - Hereford Ethanol Plant（2022 年：開 発初期）	0.3 百万 t/年-CO ₂
米国：Project Interseqt - Plainview Ethanol Plant （2022 年：開発初期）	0.33 百万 t/年-CO ₂
米国：Red Trail Energy BECCS Project（2025 年：開発初期）	0.18 百万 t/年-CO ₂
米国：The Illinois Clean Fuels Project（2025 年：開発初期）	2.7 百万 t/年-CO ₂
米国：ZEROS Project（2020 年代後半：建設中）	1.5 百万 t/年-CO ₂
米国：Velocys' Bayou Fuels Negative Emission Project （2024 年：開発初期）	0.5 百万 t/年-CO ₂

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

表 7.1-3 世界の BECCS 施設（パイロット・実証 CCS 施設 3 件）

事業名（操業開始年：ステージ）	概要／（回収能力：万 t/年-CO ₂ ）
カナダ：Husky Energy Lashburn and Tangleflags CO ₂ Injection in Heavy Oil Reservoirs Project （2012 年：操業中）	重質油のアップグレードに隣接するハスキーエナジー社のロイドミンスターエタノール工場 （0.08 百万 t/年-CO ₂ ）
日本：三川燃焼後回収設備 （2020 年：操業中）	シグマパワー有明(株)の三川火力発電所からの排煙（0.15 百万 t/年-CO ₂ ）
英国：Drax bioenergy carbon capture pilot plant（2019 年：操中）	大型バイオマス石炭火力発電所「ドラックス発電所ユニット」のスリップストリーム （0 百万 t/年-CO ₂ ）

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

(3) Waste to Energy : WtE 施設

廃棄物エネルギー（Waste to Energy : WtE）施設は、BECCS のもう一つの潜在的な成長分野である。WtE 施設は、選別された一般の固形廃棄物を燃料として、火力発電や近隣の家庭や企業向けの低品位熱源として利用するものであり、現在計画中の主要なプロジェクトは以下の 2 件である。

① オランダ「Twence WtE plant」

オランダ Aker 社のモジュール式炭素回収施設において「Just Catch」回収システムを使用し、排ガスから CO₂ を回収する。回収設備の能力は 10 万 t/年で、2021 年に試運転を開始予定である。

② 米国「The ZEROS project」

米国テキサス州にある二つの革新的な酸素燃焼廃棄物エネルギー（WtE）発電プラントを開発し、150 万 t/年の CO₂ 回収を目標としている。酸素燃焼により排ガス中の CO₂ 濃度が高くなるため、従来の WtE プラントよりも経済的な CO₂ 回収が可能となる。

7.1.7 DACCS（CO₂ 貯留付きの空気からの直接回収技術）

(1) 概況

DACCS 技術は、大気から CO₂ を直接回収することを目的としており、現在の革新的な DACCS 技術は、CO₂ の回収媒体として塩基性溶剤または固体吸着剤を使用する。CO₂ は

その後輸送され、貯留される。DACCSプラントの環境負荷は小さく、長距離の圧縮・輸送を排除するために貯留地点付近への配備が可能である。DACCSには、技術的、資源的、空間的な制限がほぼなく、気候モデルシナリオへの適用が大幅に増加している。

IEAの2019年版「World Energy Outlook」によると、世界のDACCSの展開に対する投資は1億8,000万ドル、研究開発費については1億7,000万ドルが調達された。また直近では英国政府はDACCS技術開発に米ドルで1億2,800万ドルを配分した。主な技術サプライヤーは、カナダのCarbon Engineering社、スイスを拠点とするベンチャー企業Climeworks社、米国Global Thermostat社等がある。

(2) DACCSに関する世界の概観

IEAによると現在米国、カナダ、ヨーロッパ等において15のプラントが稼働しており、合計9,000 tpa以上のCO₂をこれらのすべて小型プラントで回収し、飲料用等CCUに使用している。2019年5月、米国Occidental社とカナダのCarbon Engineering社の子会社であるOxy Low Carbon Ventures, LLCは、0.5百万t/年のCO₂回収能力を持つ「1PointFive」という共同DACCS事業と隔離施設の設置を発表した。回収したCO₂はパーミアン盆地におけるOccidental社によるEOR事業で使用予定である。

2020年9月には、英国のPale Blue Dot Energy社はカナダのCarbon Engineering社と英国沖合におけるDACCSの遂行に向けた共同事業（MOU）を発表した。

(3) DACCSの技術と課題

DACCSの導入において高額なコストがこれまで大きな障壁であることが分かっており、これは大気中の低濃度のCO₂を回収するために、大量の回収溶媒（またはそれに相当するもの）とエネルギーを要するためである。2020年のGlobal CCS Instituteの発表では、コストの削減は大規模展開、技術革新、政策支援に伴う規模の経済が鍵であり、またCarbon Engineering社は、回収・貯留コストは今後150ドル/t-CO₂に達する可能性があることを主張している。

7.1.8 CO₂の有効利用（CO₂ Utilization）

(1) 概況

政策立案者、技術提供者、投資家、排出産業従事者の間では、以下の利点や観点から、様々な製品やサービスの生産にCO₂を利用することへの関心が高まっている。

- 1) 温室効果ガス排出量の削減
- 2) 排出産業にとっての新たな収益源

- 3) 持続可能な製品に対する消費者の需要を満たすための手段
- 4) 利用可能な地質学的貯留が限られている地域のための代替手段
- 5) 循環型経済と産業の脱炭素化に果たす役割

回収したCO₂を直接利用することは、CO₂-EOR、温室栽培、炭酸飲料の製造、食品加工、化学溶剤等の複数の産業において商業化されており、また合成燃料、建築材料、化学ポリマー等の市場製品への変換、利用も可能となっている。

7.1.9 CO₂ 船舶輸送の最新情報

(1) 既存の商用アプリケーション

CO₂の輸送は30年以上前から行われており、業界自体の規模は小さく、船舶輸送によるCO₂は合計約3百万t/年程度である。既存のCO₂の海運事業は完全に食品・飲料部門と直結しており、800~1,800m³程度の小型船で生産現場から流通ターミナルまで輸送後、電車、トラック輸送によりエンドユーザーに流通する。

船舶を利用した既存の商業的なCO₂輸送ネットワークは、大洋日酸(株) (Nippon Gases Europe Ship AS) が所有・運営のほか、Larvik Shipping ASにより運営されている。事業内容は、七つの荷役ターミナル、五つのCO₂液化プラント、4隻の小型タンカー（貨物容量1,800 m³まで）で構成され、本船はCO₂輸送用に改造された貨物船である。

世界的にCO₂輸送の経験は限られているものの、ガス業界では80年以上にわたる多様な種類の加圧ガス輸送の経験がある。船舶によるCO₂輸送やインフラは、液化天然ガス（LNG）や液化石油ガス（LPG）と類似しており、したがってCO₂船によるCCSに必要な規模へのスケールアップは、ほとんどの場合既存の技術やノウハウの適用が可能であり、重大な技術的課題は見られない。2017年におけるIEAGHGの報告⁴⁾によると、パリ協定の達成に資する世界のCCS産業の成長規模の目安は、現在のガス産業と同規模程度に成長する必要があると試算している。

(2) CO₂ 船舶輸送設備併設を表明した商業用CCS施設（3件）

CO₂出荷設備のあるCCS施設は現存しないが、以下計画中の三つのCCS事業は、CO₂の船舶輸送出荷施設の設置を表明している。

① ノルウェー「Northern Lights Project」

船舶輸送を伴うCCS施設として最も検討が進んでいる。

② 英国「ACORN CCS and Hydrogen Project」

英国北海に位置するACORN CCS and Hydrogen Projectで、初期の開発段階にある。

拡張計画「CO₂ Sapling」のもと、将来的に Peterhead 港を經由し CO₂ を出荷し、ACORN CCS and Hydrogen Project の一環で、北海の CO₂ 貯留サイトに貯留される。最初の可能性のあるオプションは、国際的にさらなる拡張を伴う Teesside（英国）である。現在、ACORN の CO₂ 輸送・貯留インフラの利用に関する関心表明の募集が行われている。

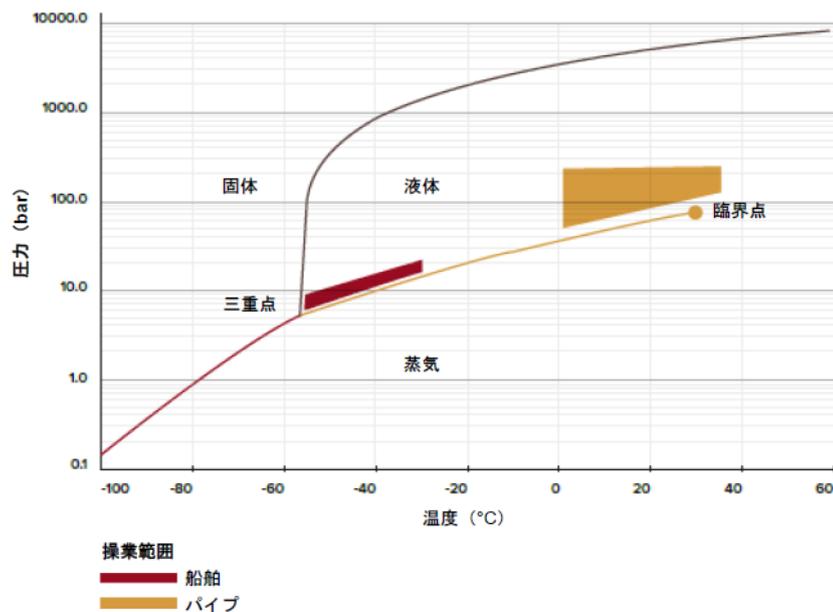
③ フランス「Dunkirk」

フランス Dunkirk 工業地帯から CO₂ を出荷し、ノルウェーのフルチェン CO₂ 貯留サイトに出荷する計画である。Dunkirk 地域は複数の排出産業で構成する CO₂ 排出ハブとなる。2025 年には 1.5 百万 t/年の本格的な CCS の運転を計画しており、現在は EU 「Horizon 2020」の資金で概念設計の評価中である。

(3) CO₂ 輸送船の設計

CO₂ の船舶輸送では、図 7.1-1 に示すとおり、低温の液体の状態では輸送される。低温の液体で輸送するため CO₂ の密度が気体に比べて高く、1 隻当たりの輸送量が多くなる。液体 CO₂ の密度は圧力が低い（その飽和温度も低くなる）ほど大きくなる。この液体 CO₂ の圧力により、船は低圧、中圧、高圧に分類される。

現在食品用 CO₂ 輸送に使用されている船は「中圧船」と呼ばれ、液化石油ガス（LPG）運搬船と同様の 15～20 bara、マイナス 20～30℃の条件で、CO₂ を「冷蔵液体」として輸送するよう設計されている。既存の船のサイズや数は限られており、CO₂ の輸送に特化して設計された運航船は、これまで容量が 900～1,250 m³ の船舶が数隻しかなく、大半が LPG 運搬船を改造したものである。ノルウェーの船舶会社 IM Skaugen 社は、これまで 10,000 m³ の容量を持つ 6 隻の LPG 船を、CO₂ 輸送に対応可能なように特別設計をし、CO₂ 輸送用としてではないが 2003 年から運行している。表 7.1-4 は、IEAGHG のレポート⁴⁾ から引用した船舶輸送の要件と中・低圧船のプラス要因、マイナス要因の一覧である。



出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

図 7.1-1 CO₂の圧力と温度の状態図（CO₂の三重点付近のCO₂輸送の領域は小さい。）

海運業では脱炭素化に向け、動力をバッテリーから水素にするオプションも増加しており、船の排ガスからのCO₂回収装置の見直しも進んでいる。Cryogenic capture社と三菱造船はともに船上のCO₂回収装置の開発を実施し両社とも排出量の最大95%の回収が可能と発表した。そのようなCO₂船輸送でのCO₂回収の利点は、船から排出されるCO₂を貯留タンクのCO₂とともに荷揚げが可能なことである。

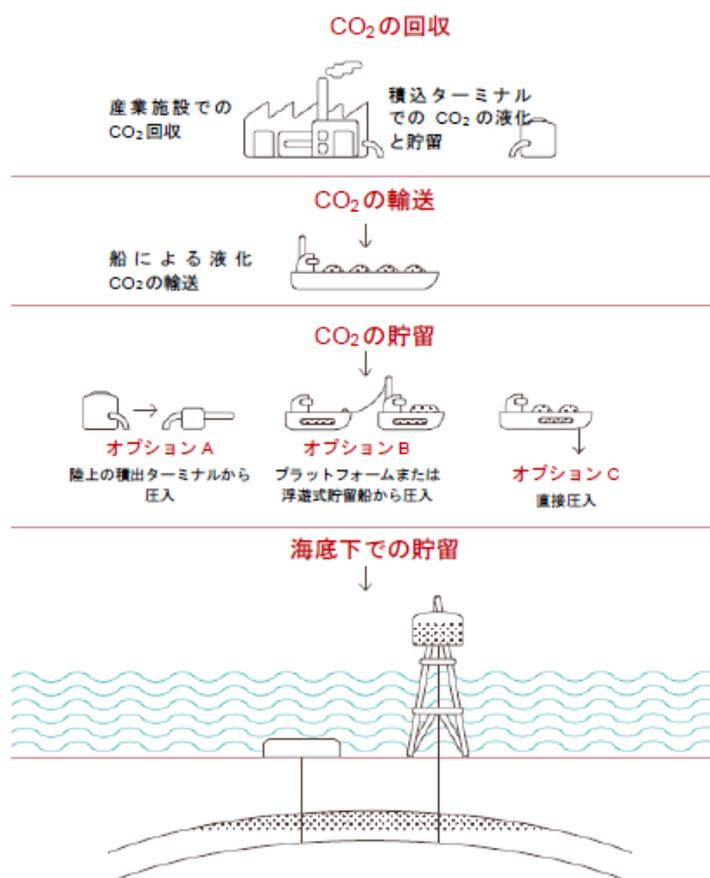
表 7.1-4 船舶輸送の要件と中・低圧船のプラス要因（○）、マイナス要因（×）

要件	中圧	低圧
CO ₂ 密度	1 060 kg/m ³ ×) 一定容量のタンクでは1槽当たりのCO ₂ 輸送量が少なく、一定質量のタンクではより大きな容量が必要となる。	1 153 kg/m ³ ○) 一定量を輸送する場合にはタンク当たりのCO ₂ 輸送量が多くなり、一定量を輸送する場合にはタンクが小さくなる。
液化	○) 液化（冷却・圧縮）に必要なエネルギーが少ない。	×) 液化に必要なエネルギーが大きい（約10%高い）。
輸送・貯蔵タンクの設計	×) タンク壁の板厚が必要とされ、貯蔵された容積当たりの重量とコストの増加により作業性に影響を与える。 ×) 貯蔵タンクの小型化によりより多くのタンクが必要となるため、資本金や運用コストが高額となる。 ○) 炭素鋼等の安価な材料の使用が可能。	○) タンク壁の板厚を薄くすることができ、軽量化とコスト削減が可能。 ○) 貯蔵タンクを大型化することができるので、運用コストや投資コストを抑えること可能。 ×) より低い温度（-50℃に近い温度）に対応するために、より高品質な材料が必要となる場合があり、材料費は増加するが、設置費用は増加しない。
船舶の設計・運航	×) タンク数の増加により船のサイズが大きくなりコストが上昇する。 ×) タンク重量の増加による燃料消費量の増加。	○) タンク数の少数化により船のサイズを小さくし、コストを抑えることが可能。 ○) タンクの軽量化による運用・投資コストの低減。
ヒール（旋回時の傾斜度）	×) 4%、輸送能力への影響が大きい。	○) 1.6%、輸送能力への影響は小さい。
水分制限	×) 水和物の形成を避けるために低圧よりも厳しい要件。	○) 厳格な要件が少ない - 最大100 ppmv
ドライアイス形成	○) 圧力低下時のドライアイス形成が少ない。	×) 三重点に近い場合、ドライアイス形成の-marginは小さくなり、必要とされる制御システムやリリーフバルブの流れに影響を与える。
ドライアイス形成	○) 圧力低下時のドライアイス形成が少ない。	×) 三重点の状態に近くドライアイス形成の-marginは小さくなり、必要な制御システムやリリーフバルブの流れに影響を与える。

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

(4) CO₂ 船舶輸送におけるオフロードプロセス

図 7.1-2 は、船から貯蔵サイトへの CO₂ の荷揚に関する三つの基本的手法を示している。貯蔵場所が陸上の場合、CO₂ はターミナル（オプション A）の中間貯蔵タンクに降ろされ、そこから陸上の貯蔵場所にパイプ輸送される。貯留場所が沖合の場合は、中間浮体船、プラットフォーム、ブイ係留アンカーに CO₂ を降ろす（オプション B）、または船から直接貯留層に CO₂ を圧入する方法（オプション C）がある。オプション B、C に関する報告は IEAGHG のレポート⁴にあるが、陸上のオプションと比較すると、海上のオプションはほとんど知られていない。またインフラや船の設計もオプション B と C で大きく異なる。



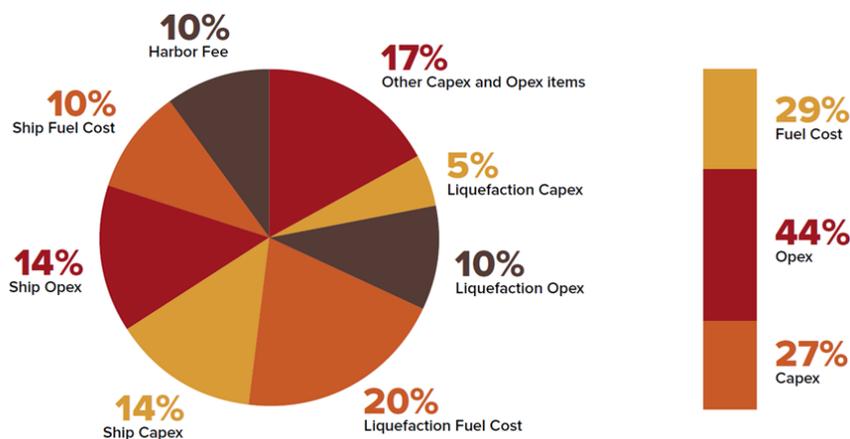
出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

図 7.1-2 船から貯蔵地点への CO₂ の出荷オプション

(5) CO₂ 船舶輸送コストの見積り

海外文献調査等では、船舶輸送のコストは 10～44 ドル/t-CO₂ の範囲で定義されてい

る。図 7.1-3 は英国のエレメントエナジーの 2019 年の公表データである。これによると CO₂ 出荷コストに影響を与える主なパラメータは、輸送距離、輸送量、チェーンロジスティック、船舶の種類であることが分かる。



出典：Shipping CO₂ – UK Cost Estimation Study for Business, Energy & Industrial Strategy Department, Element energy, 2018²⁾

図 7.1-3 英国 BEIS のための Element Energy：2018 年による CO₂ 出荷コストに影響する主要パラメータ

(6) 最新の概念調査：IEAGHG「CO₂ 船舶輸送インフラの現状と課題」（2020 年）⁴⁾

CO₂ の船舶輸送に関する概念調査は、これまで日本、欧州北海、韓国を含む世界のさまざまな地域を対象とした CO₂ 輸送の技術的・経済的実現可能性の評価研究が実施されている。直近では、2020 年 7 月に、IEAGHG が対象地域をノルウェーとした船舶輸送の評価報告書「The Status and Challenges of CO₂ Shipping Infrastructures, IEAGHG Technical Report」(July 2020)⁴⁾ を公開した。なお実際の調査は Element Energy 社と SINTEF Industry 社、Brevik Engineering 社、IOM Law が受諾し、国際輸送を含むノルウェーの大規模な CO₂ 輸送のためのインフラ、規制枠組み、コストの評価を行った。また調査では様々なケーススタディを通じて不定条件下でのインフラの要件やコストの理解を図るため、以下の四つの技術経済のモデルシナリオを設定し、異なる変数を係数とした。

- 1) 低圧船の設計でロッテルダムからノルウェーの陸上へ、港湾からの積み下ろしと沖合貯留サイトへのパイプラインを使用するシナリオ。
- 2) ロッテルダムからノルウェー陸上への中圧船の設計で、港からの積み下ろしと沖合貯留サイトへのパイプラインを敷設するシナリオ。
- 3) ロッテルダムからノルウェー沖への、低圧船の設計とノルウェー沖の貯留サイト

への直接圧入を採用したシナリオ。

- 4) ロッテルダムからノルウェー沖合へ、低圧船の設計とノルウェー沖合の貯留サイトの上に浮体式貯蔵施設を利用したシナリオ。

各シナリオでは、以下に詳述するように、異なるインフラ、物流、影響コストが必要となる。主要な評価結果は、以下のとおりである。

- 1) インフラに関しては、CCSのための海運チェーンとすべての構成要素が成熟しており、十分に理解されていることがわかった。しかし陸上荷揚げに対して海上荷揚げは現在まで実証されていなく、実施のためには、特定の沖合インフラと船の設計が必要である。
- 2) 洋上における貯留層への直接圧入が最も時間を要し、CO₂の圧入率が最も低くなった。陸上荷揚げの低圧船が最も高い圧入率に達した。
- 3) 四つのシナリオ評価の結果では、欧州におけるCCSの出荷コストは32～41ポンド/t-CO₂であった。洋上直接圧入が最も低いCAPEXとなりOPEXは32ポンド/t-CO₂であった。
- 4) 陸上での港からの荷揚げを沖合貯留サイトに配管した場合のコストは、低圧と中圧でそれぞれ34～37ポンド/t-CO₂である。しかし、著者らの指摘では貯留サイトへのパイプラインを1本にすることで、複数のパイプライン利用者にも機会が生まれ、複数利用者のシナリオは、共有インフラや「利用者負担」システムを通じて経済性を向上させる可能性がある。
- 5) 浮体式貯蔵施設のシナリオでは、沖合貯留施設のため、CAPEXとOPEXが最も高く、41ポンド/t-CO₂となっている。

本研究では、シナリオモデリングから以下のような結論を得られた。

- 1) CO₂の船舶輸送は、CO₂の流量が低い長距離輸送が経済的である。
- 2) 液化は全体のコストに占める割合が高い。
- 3) 船舶の容量を10,000t-CO₂以上に増しても、全体コストを大幅に下げることはいかない。
- 4) 国際的な法的枠組みは成熟しており、CO₂出荷のハードルは低い。

(7) ケーススタディ：ノルウェー「Longship」

ノルウェーのCCS施設は、2020年9月にノルウェー語で「Longship」を意味する「Langskip」として正式に始動した。フィージビリティスタディの概念図を図7.1-4に示す。このプロジェクトのPhase Iは、廃棄物燃焼発電施設とセメント製造設備から排出さ

れるCO₂を各々40万t/年ずつ回収して、船舶でノルウェー西海岸の中間貯蔵施設まで約700km輸送し、西海岸のCO₂受入基地から海底パイプラインにて110km輸送し、沖合の圧入井からCO₂を、貯留層（北海Northern Lightsライセンス地域内の沖合にあるJohansen層）に圧入・貯蔵するものであり、2020年12月に投資決定がなされた。



出典：Gassnova³⁾

図7.1-4 ノルウェー「Longship」のCO₂回収・輸送・貯蔵スキーム

① プロジェクト概要

セメント工場、廃棄物燃焼施設よりCO₂を回収し、中間貯留地点に船舶輸送し、海底パイプラインを経て貯留する。

② 事業者

分離・回収事業者（セメント工場、廃棄物燃焼施設）、および輸送・貯留事業者であるノルウェーEquinor社、英国Shell社、フランスTotal社である。

③ ビジネスモデル

分離・回収に関するCAPEXは、一定上限まで国が負担し、それ以上は民間も25%負担（ただし第三者、自己負担分除く）する。

輸送・貯留に関するCAPEXは、政府負担が80%、民間負担20%（ただし第三者負担分除く）である。OPEXについてもほぼ同様で、国のOPEX支援期間は10年とされている。例として、資本費+10年間操業費=251億NOKに対し、国負担は168億NOKと、

約 2/3 を負担することになる。また民間事業セメント工場、公益事業廃棄物焼却施設、大手石油・ガス開発会社で補助率に対する差がある。

したがって国（政府）の負担は CAPEX のシェアと OPEX も同様な支援メカニズム（ただし国の OPEX 支援は 10 年間）、すなわち CAPEX、OPEX あわせて国の支援は 13 年間となる。

7.1.10 CO₂貯留に関する長期責任（債務）の概要と現状

表 7.1-5 は、オーストラリア、カナダ、米国における CCS 固有の法的・規制上の枠組みで採用されてきた CO₂貯留に伴う債務（責任）に対する様々なアプローチの概要を示したものである。「責任」は政策立案者、規制当局、プロジェクト推進者により、CCS の普及を阻む潜在的な障壁となりうる重要な問題として世界的にも注目され続けており、複数の法域においてプロジェクトのライフサイクル全体にわたる賠償責任への対応を目的とした規定を含む詳細な CCS 固有の枠組みを採用している。なお○印の法規制は、法規制が基準に対応しており、×印は責任問題に対処する規定が関連法令にないか、法令が問題に十分に対処していなく、-印は、法律が開発されていないことを示している。（なお 2020 年度の調査での更新情報はない。）

表 7.1-5 CO₂貯留に関する長期責任（債務）の概要と現状

	豪州		カナダ		米国	
	連邦	州	連邦	州	連邦	州
	英連邦、ビクトリア州、クイーンズランド州、西オーストラリア州		アルバータ州、ブリティッシュコロンビア州、サスカチュワン州		ワイオミング、モンタナ、ノースダコタ、テキサス、ルイジアナ、カンザス、イリノイ	
CCS 特有の法律の中での細孔空間の所有権に関する規定	○ 英連邦は領海、EEZ、大陸棚の主権を保持している。	○ 州は陸上の地層、貯留層、資源を所有する。	-	○ アルバータ州のみ	✕	○ モンタナ、ノースダコタ、イリノイ、ワイオミング
運転中にオペレーターが負担する責任	○	○	-	○	○	○
MMV の要件	○	○	-	○	○	○
責任の移転	○	○	-	○ アルバータ州のみ	✕	○ ワイオミング、モンタナ、テキサス、ノースダコタ
譲渡条件	○	○	-	○ アルバータ州のみ	✕	○ テキサス、ノースダコタ、ワイオミング、モンタナ

閉鎖後の譲渡期限	○ 20年	○	-	○ アルバータ州の規則上、期間に関する明確な法的要件はまだない	×	○ 10年から15年の間（ワイオミング州、ルイジアナ州、ノースダコタ州）、0年（テキサス州）
譲渡範囲	○	西オーストラリア州の第三者から発生するコモンロー上の責任/西オーストラリア州の第三者から発生するコモンロー上の責任 ビクトリア州とクイーンズランド州のMMVの費用のみ	-	○ アルバータ州では、気候変動の責任は州に移転しない。	×	○ カンザス州、ワイオミング州、モンタナ州、テキサス州のMMV費用とノースダコタ州の全負債のみ
金融セキュリティの要件	○	○	-	○	○	○

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

7.1.11 ロンドン議定書に基づくCO₂の越境輸送

CCSを中心とした様々な法的・技術的な見直しの完了によりロンドン議定書が2006年に発効したことにより、複数の締約国から、海底の地層にCO₂を貯留することを認める議定書附属書の改正案が提出された。2006年11月の第1回ロンドン議定書締約国会議では、正式な決議が採択された。

この改正は2007年2月に議定書の全締約国を対象に発効し、投棄の対象となり得る廃棄物の新しいカテゴリーを附属書に挿入した。挿入後のカテゴリーは「隔離のためのCO₂回収プロセスからのCO₂ストリーム」で構成されており、議定書のメカニズム下での海底下の地層におけるCO₂隔離の規制の原則を示している。

(1) 国境を越えたCO₂の輸送に関する考察

2006年の改正では、海底下の地層へのCO₂の貯留が認められたが、完全には解決していない。議定書第6条は、主に非締約国への廃棄物の輸出を防止することを目的としているが、同様にCO₂の地中貯留を目的としたCO₂の越境輸送を禁止していることが締約国に明らかになった。この立場は技術作業部会で確認され、同部会は議定書を改正するための文書案をさらに提案した。これは、貯留のためにCO₂を輸出したり、自国の領土内で貯留プロジェクトを主催したりすることに熱心な締約国にとっては懸念材料であった。考察の結果を以下に記す。

- 1) 2009年10月には、ロンドン議定書の署名国によって議定書第6条の正式な改正が採択され、地中貯留用のCO₂が国境を越えて輸送・輸出できるようになったが、議定書の発効には議定書締約国の2/3の批准が必要であり、これまでのところ、ノルウェー、英国、オランダ、フィンランド、エストニア、イランのみが批准している。その結果、改正案は発効せず、2019年10月まで行き詰まりが続いた。
- 2) 2019年の議定書締約国会議で、暫定的な解決策として2009年修正案の暫定適用を認めることでようやく合意に達した。この合意により、CO₂を他国の領海に貯蔵するために輸出することを希望する国は、2009年改正の発効に先立ち、2009年改正の規定を実施することができるようになる。この決議の採択は前例を作るものではなく、修正案に暫定的に拘束されることを選択した締約国にのみ効力を与える。しかし、締約国は、議定書に定められた基準を満たすことが求められる。

この障壁が取り除かれたことの重要性にもかかわらず、すべての締約国が2009年修正案の正式な批准に向けて動くことが重要であることに変わりはない。

7.1.12 米国、カナダ、オーストラリアの州別のCCS制度の調査

(1) 米国の州レベルのCCS法規制体制

米国におけるCCSの法的・規制的枠組みは、連邦政府と州政府の両規制当局のもとで開発されてきた。連邦政府によるCCS事業に対する重要かつ主要な規制枠組みは、「安全飲料水法（Safe Drinking Water Act : SDWA）」の「地下圧入制御（Underground Injection Control : UIC）プログラム」下にある環境保護庁（EPA）による「最終規則（The Final Rule）」と、「大気汚染防止法（Clean Air Act）」における「CO₂排出量の報告」に関する要件である。特に環境保護庁の「最終規則」では、連邦政府によるCO₂の長期貯蔵のためのCO₂圧入に関する細則が示されている。

一方、こうした連邦政府による許可制度を補完する技術規制や許可の枠組みのなかには、州が主導してきたケースもあり、すでに複数の州（Illioni州、Montana州、North Dakota州、Texas州、Wyoming州も含む）は、地下の所有権、CO₂圧入、輸送、貯留のための許可規則、長期責任、モニタリング活動、サイトの閉鎖に関する要件等、CCSプロセスの様々な側面を規制する制度を開発している。

このほか州政府は、州内における連邦政府主導のCO₂圧入プログラムを管理するために、「Primacy権」と呼ばれる一次執行権を申請することもできる。North Dakota州政府は、連邦環境保護庁（EPA）に対して、州内で連邦圧入プログラムを管理するPrimacy権を申請した最初の州であった。この申請は2013年にEPAに提出され、広範な公開協議と立法審査を経て、最終的に2018年4月にEPAにより承認された。

またWyoming州とLouisiana州も、「クラスVI圧入井プログラム」（安全飲料水法により地中貯留の目的で認められた地下圧入管理プログラム）を管理するためのPrimacy権を求めて申請を行っている。Louisiana州は申請前の段階にあるが、Wyoming州は現在、このプロセスの規則化と成文化の段階にある。今後数年のうちに、これらの活動を管理するための優先権を求める州が増えると予想されている。

(2) カナダの州レベルのCCS法規制体制

カナダにおけるCCS関連法規制は、国、政府機関、州、州政府機関が関わり開発されてきた。環境保護については連邦政府と州政府が共同で責任を負っているが、貿易・商業、天然資源については、連邦政府と州政府の間で規制権限が明確に規定されている。

CCSに特化した制度設計、実施、規制開発は、カナダでは州レベルで行われてきた。すでにいくつかの州では、CCS事業の管理制度の検討レビューや調査を実施しており、早期の実証プロジェクトの開発支援策として法整備もされたケースもある。多くは既存の石

油・ガス事業に対するカナダの規制的枠組みが、初期の州制度の基礎となっている。

Alberta 州、British Columbia 州、Saskatchewan 州、Nova Scotia 州の各州政府は近年、CCS に特化した法整備に取り組んでおり、中でも Alberta 州の法規制体制は、おそらく最も包括的な CCS に特化したモデルである。以下に Alberta 州、British Columbia 州、Saskatchewan 州における制度の簡単な概要を示す。

① Alberta 州 - 法的小よび規制上の枠組み

同州はカナダにおける CCS の政策・規制支援の最前線にあり、CCS の商業規模展開に向けた政策の拡大・精緻化にも多大な努力を払ってきた。またカナダ政府も、州内の二つの商業規模 CCS プロジェクト（Quest Project、Alberta Carbon Trunk Line : ACTL）の展開を支援するため、多額の資金提供（2025 年まで 12 億 4,000 万ドル）を約束している。Quest Project と ACTL は、州の温室効果ガス排出量の大幅な削減に貢献し、年間 276 万 t-CO₂ の排出量を削減する。2015 年に操業を開始した Quest Project は、これまでに 400 万 t/年-CO₂ を圧入している。

州政府は、州内でのプロジェクトの展開を促進するため、近年、一次および二次の CCS に特化した法律の制定等、一連の法的・規制活動に取り組んできた。

Alberta 州の CCS の法的・規制的枠組みは、州内に存在する既存の石油・ガス規制モデルに基づいており、石油・ガス活動、パイプライン、地上権、土地所有権、環境保護に関連した坑井ライセンスやその他の活動を管理する既存の法律が、すべて州内での CCS 事業に適用される。

- 1) 炭素分離貯留法改正法：Alberta 州内の CCS 活動を全面的に規制するため、2010 年 12 月に制定された。同法は、既存の石油・ガスの枠組みをいくつか修正し、同技術の商業的展開を阻む特定の障壁に対処することを目的としている。オペレーターは閉鎖後のスチュワードシップ基金（Post-Closure Stewardship. Fund : PCSF）への拠出が義務付けられており、政府は閉鎖後期間にかかる費用の一部を賄うために使用する。
- 2) 炭素隔離 テニユア規制：2011 年 4 月に Alberta 州内の CCS の保有権の主要な側面を明確にすることを目的とした規制。鉱山鉱物法の改正に基づき制定された同規則は、CO₂ 地質貯留事業の間隙空間保有権の取得プロセスを規定している。
- 3) 規制フレームワーク評価（Regulatory Framework Assessment : RFA）：Alberta 州政府機関である Alberta Energy が主導する RFA である。2011 年 3 月に Alberta 州政府は本評価プロセスを開始した。

② British Columbia 州 - 法的および規制上の枠組み

2015年にBritish Columbia州天然ガス開発省は、「天然ガス開発法改正法（Natural Gas Development Statutes Amendment Act, 2015 (Bill 40)）」を採択した。これは、British Columbia州にはCCS活動のための独立した規制枠組みがないため、州内のCCS活動を促進するために、石油資源開発や石油・ガス開発を管理する州法を、より広く改正したものである。同法は、「石油・天然ガス法（Petroleum and Natural Gas Act）」と「石油・ガス開発活動法（Oil and Gas Activities Act）」の両方を改正し、地下天然ガス貯留と酸性ガス処理を管理する州の既存の体制の中にCCSを組み込んでおり、すなわち「石油・天然ガス法」と「石油・ガス開発活動法」が、塩水貯留層でのCCSプロジェクトを認可するための基礎となっている。

「石油・天然ガス法」では、石油・天然ガス事業から発生するCO₂等の物質を地下貯留層に処分する権利は事業者が有しており、事業者が地下貯留層の保有権を有している場合には、事業者は地下貯留層に処分することができると定められている。地下貯留のための特定の地質区域の保有権は、貯留層の探鉱許可やCO₂の処分のために貯留層を使用するためのリース形式で発行される。

「石油・ガス開発活動法」は、CCSプロジェクトを含むBritish Columbia州の石油・ガス活動を規制する石油・ガス委員会（Oil and Gas Commission : OGC）を設置しており、地下貯留・処分活動の規制上の承認は、同委員会から取得することになっている。同法の下では、ガスの圧入と地下貯留に関連した様々な規則により、天然ガスプロジェクトからの酸性ガスの地下処分や、販売天然ガスの市場ベースの貯留、取り出しが容易になっている。そのため、CCSプロジェクトは、British Columbia州で酸性ガスの処分と圧入サイトの操業を許可するために確立された規制プロセスの下で認可される可能性があり、また事業者は、石油・ガス委員会が管理する申請プロセスを通じて、「石油・ガス開発活動法」第75条の下で特別プロジェクトとして操業するための承認を得なければならない。

「石油・ガス開発活動法」第75条に基づく酸性ガス処分事業の承認は、プロジェクトの長期的な封じ込め、安全性、資源保全への影響を評価するOGCの評価に依存している。また、水で飽和した地層に物質を処分する提案は、プロジェクトの操業による炭化水素や使用可能な水への悪影響がないことを証明しなければならない。また、プロジェクトの承認には、「坑井の完全性管理基準」、「安全基準」、「モニタリング」および「報告要件」を含む、様々な運用上の「要件」と「報告要件」が伴う。

圧入作業中は、オペレーターはあらゆるリスクに対する責任を負い、サイト閉鎖時には

州への移転はなく、永続的にオペレーターが責任を負うことになる。また同法は再生基金を設立しており、許可所有者はこの基金に拠出することが義務付けられている。この基金は、事業体が消滅または支払不能になった場合に責任を負い、消滅した事業体の坑井への持分の範囲内で、地表からの廃坑と埋立費用を支払うことになる。

③ Saskatchewan 州 - 法のおよび規制上の枠組み

Saskatchewan 州では、CCS に特化した制度なく、既存の 2012 年に採択された「石油・ガス保全法（Oil and Gas Conservation Act : OGCA）」が CCS 活動に適用される。同法は、サスカチュワン州での石油・ガスの生産、および地下地層への、または地下からの物質（石油・ガス廃棄物を含む）の圧入、貯留、取出しを規制している。

このほかにパイプライン、鉱物、環境を管理するより広い州の法律も、州内の CCS 活動に適用される。

(3) オーストラリアにおける州レベルの CCS 法規制体制

オーストラリアにおける州レベルの CCS 法規制体制については、7.2 章「CCS 関連法規制等の動向調査」で述べる。

7.1.13 運転中・開発中の商業規模施設の CCS プロジェクトのビジネスモデル

(1) CCS プロジェクトのビジネスモデル

「ビジネスモデル」とは、各 CCS プロジェクトが採用している商業戦略を特徴づけるコスト構造、収益モデル、所有権構造、財務構造と定義される。各要素について、運転中の CCS 施設と開発中の CCS 施設の類似点と相違点の観点で調査を実施した。

(2) コスト構造

CCS 施設の総コストは、発生源での CO₂ 回収、CO₂ 脱水圧縮、CO₂ 輸送、CO₂ 圧入、貯留された CO₂ の監視・検証等のコストを合計したもので、プロジェクトの要件（主に CCS 施設の規模や設置場所、CO₂ 発生源の特性）により異なる。

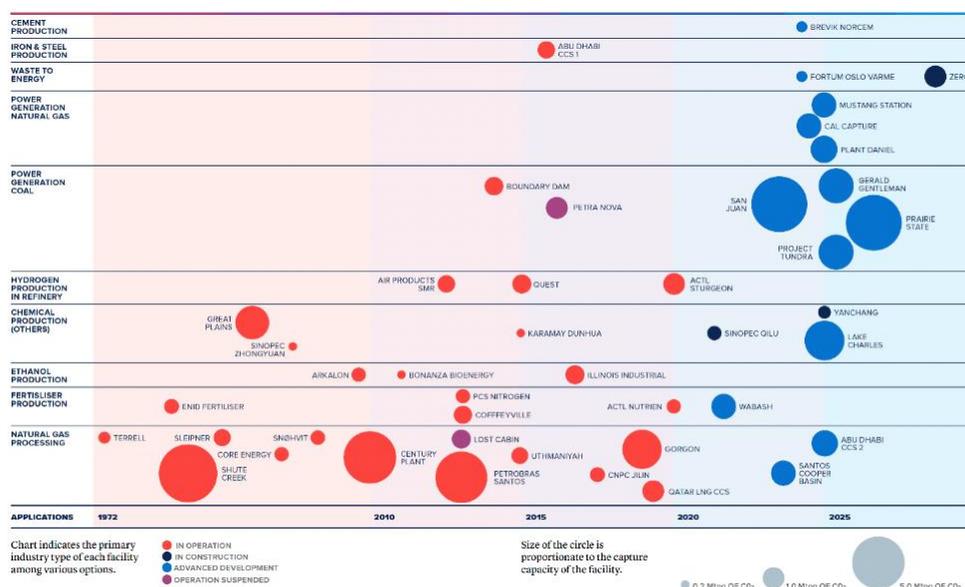
図 7.1-5 において赤く示したプロジェクトは、現在稼働中（一時停止中 2 件含む）の CCS 施設（28 件）で、その大半は CO₂ 回収コストが低いか無視できる程度の産業である。

① 産業用途により異なる回収コスト

「天然ガス処理」、「肥料生産」、「エタノール生産」は現在稼働中の CCS 施設（28 件）のうち 19 件（68%）を占めるが、産業として CO₂ の分圧が高いガスが流れており、

そこからCO₂濃度が約100%のガストリームを生成するため、CO₂を回収するコストが非常に低い。

「発電」、「鉄鋼生産」、「セメント生産」におけるCCS施設は9件（32%）で、CO₂回収コストが高い。これらの産業分野では、一般的にガストリーム中のCO₂濃度が「天然ガス処理」、「肥料生産」、「エタノール生産」と比較してはるかに低いため、CO₂の除去にはより多くのエネルギーと設備が必要となる。また発電の中でも、例えば典型的な「石炭火力発電所」の排ガス中のCO₂濃度は約14%であることに對し、典型的な「天然ガス火力発電所」では約4%で、天然ガス火力発電のCCSを商業的に成立するためには、追加のサポートが必要となる。



出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

図 7.1-5 産業用途別の運転中・建設中・先行開発中の CCS 施設

② 国策下にある開発中の CCS プロジェクト

回収コストの高い申請施設の割合は、「運転中」や「建設中」の施設よりも「開発中」の施設の方が多い。これは、政府の重点的な支援政策の結果（低炭素化という国策のため、建設中、開発後期の CCS プロジェクトは、補助金、税額控除（例米国 45Q）等の国による政策的インセンティブが与えられているため）である。例えば、発電分野で先行開発中の 7 件の CCS 施設はすべて米国内にあり、米国エネルギー省による「Funding Opportunity Announcement 2058」（米国エネルギー省、2019 年）の下でフロントエンドエンジニアリング設計（FEED）のための資金提供を受けている。ただし今後、時間の

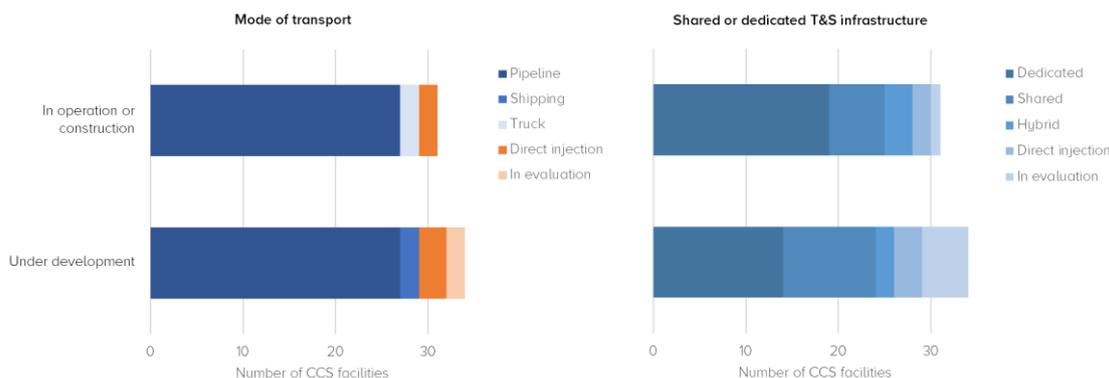
経過とともにCO₂価格とCO₂規制の厳しさも増すにつれて、これらの高コストアプリケーションへの投資のためのビジネスケースは改善され、商業的に実行可能なものにするために政府からの直接的な支援が少なくて済むようになると予測されている。

③ 輸送オプションとコスト

CCSのバリューチェーンを成立させるため、回収したCO₂は圧縮して貯留場所まで輸送するが、パイプラインは、大量のCO₂を短距離で輸送する輸送手段として最も低コストであるため、輸送に適した選択肢である。パイプライン輸送は運転中または建設中の施設のうち27施設と開発中の27施設が利用している。中国の2施設で利用されているトラック輸送は少量のCO₂しか輸送できない。ノルウェーの2施設では、Longshipのネットワークに接続する船舶輸送を利用予定で、残りの施設はCO₂の回収地点から地下に直接圧入し、輸送インフラの必要性を軽減している。

④ ハブ化によるスケールメリット

ほとんどのCCS施設では、CO₂輸送・貯留専用の設備を導入しているが、近年のCCS事業のハブ化により共有の輸送・貯留インフラに接続する施設も増加している。利点として、第一にCO₂を輸送するための単位コストは、スケールメリットを得ることで（規模が大きくなるにつれて）大幅に削減される。例えば、複数の回収源を接続して年間100万tのパイプラインを500万tに拡大すれば、フル稼働を想定した場合、パイプラインの単価を約半分から3分の2に下げることができる（CO₂CRCとGamma Energy Technology、2015年）⁵⁾。CO₂輸送と貯留の単位コストを削減するだけでなく、インフラを共有することで、分離・回収プラントの所有者が既存のネットワークに直接接続できるため、CCSのバリューチェーンに沿った投資と運用上の意思決定の調整から生じるクロスチェーンのリスクを軽減することができる。共有インフラモデルは、ヨーロッパで開発中のCCS施設で特に一般的があり、排出源が主要な港の近くに配置されている。



Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

図 7.1-6 運転中・建設中・開発中の CCS 施設の輸送・貯留特性
 運転中または建設中、開発中の CCS 施設の輸送・貯留特性

(2) 収入モデル

従来 CCS プロジェクトは、商用性を高めるために操業コストをカバーできる収益を上げる必要がある。以下は、既存の CCS 事業における収入モデルである。

① EOR 用の CO₂ の販売

現在稼働中または建設中のプロジェクトの主な収益源は、EOR 用の CO₂ の販売で、稼働中・建設中の 31 施設のうち、25 施設（81%）が EOR 用の CO₂ の販売を行っている。

CO₂ の販売価格は石油価格に連動しており、CO₂ 供給者と石油生産者の二者間契約で決定される（米国で現在稼働中の CCS 施設があるテキサス州のパーミアン盆地では、1,000 立方フィートの CO₂ の価格は、一般的に原油 1 バレルの価格の WTI（West Texas Intermediate）ベンチマークの 1.5%から 2.5%の間に設定されている。さらに、いくつかの CO₂ 購入・供給契約には、CO₂ の供給者の下振れリスクを制限するための最低価格が設定されている。

② インセンティブによる収益

他の六つの商業規模施設の稼働中または建設中の施設では、税額控除や排出削減クレジットの発生、または炭素税や CO₂ 規制の回避が収益源となっている。

a. ノルウェーの炭素税

1991 年にノルウェーで導入された炭素税は、Sleipner と Snøhvit CCS Project の開発を奨励した。Sleipner Project の CO₂ 圧入・貯留コストは 17 ドル/t-CO₂ で、大気中に排出される CO₂ に対する炭素税（当時の 50 ドル/t-CO₂ のペナルティ）よりもはるかに低く、また市場供給に向けて CO₂ を天然ガスから分離するという商業的ニーズにより補完さ

れ、CCSに投資するための明確なビジネスケースを提供した。

b. 米国の税額控除

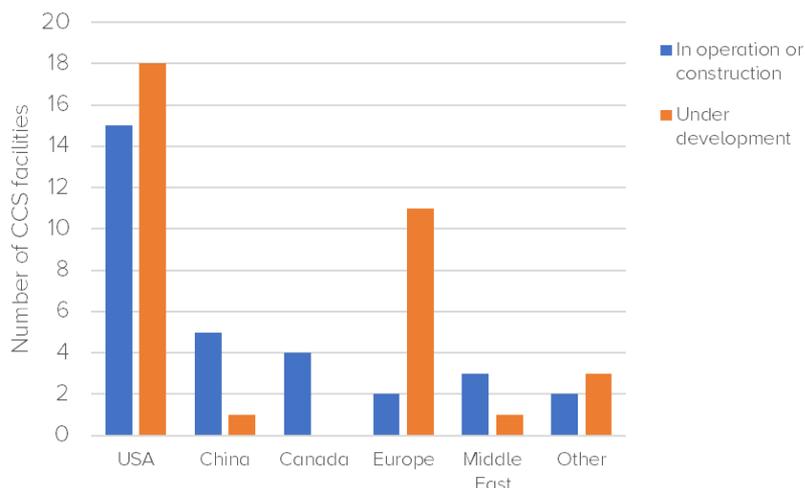
米国の税額控除（税法 45Q 条に基づき発行）は、CO₂-EOR プロジェクトの収益を補完するものであり、CO₂の地中貯留に対するインセンティブにもなっている。米国 Illinois Industrial CCS プロジェクト等がある。

c. CCS の許可条件やクレジット

- 1) Chevron 社はオーストラリア Gorgon LNG プロジェクトからの CO₂ 排出量の削減についての必要性の認識し、環境影響評価書に CCS を盛り込んだ。その後、西オーストラリア政府によるプロジェクトの承認には、ガス処理工程で発生する貯留層の CO₂ の 80%以上を圧入することが必須条件として含まれていた。(CCS が許可条件、連邦政府補助金)
- 2) カナダ Quest CCS 施設は、アルバータ州特定ガス排出者規制に基づき、CO₂ を 1 t 貯留するごとに二つのオフセットクレジットを生成する。生成されたクレジットは、同社の GHG 規制要件を満たすために使用するか、アルバータ州の炭素市場で販売することができる。(環境防衛基金&国際排出量取引協会、2013 年)。
(州・連邦政府補助金、クレジット制度)

なお開発中の CCS 施設 34 施設（24%）のうち、EOR のための CO₂ 販売を計画しているのは 7 施設にとどまっており、今後数年間で、収益を EOR に依存しているプロジェクトの割合は大幅に減少することが予想されている。このステップチェンジは、主に以下の結果である。

- 1) 欧州では経済的な EOR の機会が限られている：開発中の施設の多くは欧州に存在し、EU の排出権取引制度のコストや経済的な EOR の機会が限られ、「純粋地層貯留（Dedicated Geological Storage : DGS）」が優先されている。また中東と中国では、EOR が優先的な貯留オプションとなっている開発中のプロジェクトは比較的少ない。
- 2) 石油需要の見通しと企業の排出量削減への認識の変化：パリ協定の締結や、ネット目標を設定する国の増加により、長期的な CO₂ 利用の経済性が変化している。例えば米国における、「運転中または建設中のプロジェクト」の EOR の割合が約 93%と比較して、「開発中のプロジェクト」では約 1/3 の計画である。
- 3) 各国の低炭素政策実行に伴う炭素価格や CO₂ 規制に伴うコストの上昇：CO₂ の地中貯留のインセンティブも高まることが予測される。



Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

図 7.1-7 CCS 設備の地理的分布図（「建設中」、「開発中」により分布が異なる。）

(3) 所有構造：CCS プロジェクトを管理する所有権構造

CCS プロジェクトを管理する所有権構造には、いくつかの異なる構造がある。それぞれのオーナーシップ構造には長所と短所があり、CCS 導入の障壁には様々な方法で対応している。

① 垂直統合型

所有構造の最も一般的な形態は垂直統合であり、1社が CCS バリューチェーンのすべての側面を所有・運営する。「運転中、建設中、または開発中の施設」のうち 25 施設が垂直統合されている。

利点は、投資と運用上の意思決定を一つ屋根の下で調整が可能で、回収、輸送、貯留のインフラにおけるクロスチェーンリスクの管理に役立つ。しかし、CCS に関わる様々なプロセスに必要な専門知識を持つ企業に依存する必要があるため、垂直統合型の CCS 施設は、ガスの圧縮・輸送や地下への流体圧入の専門知識を持つ石油・ガス会社が所有する傾向がある。多くは、既存の生産プロセスの一部として CO₂ を分離する産業であり、バリューチェーンを完成させるための CO₂ 回収の専門知識や技術を外部から導入する必要がない。

② ジョイントベンチャー型

稼働中または開発中の施設のうち 10 施設はジョイントベンチャーであり、それ自体が垂直統合の特徴の一部を共有している。これらの施設では、インフラの所有権が複数の当事者に分散されている。ジョイントベンチャーは、リソースをプールし、リスクを共有

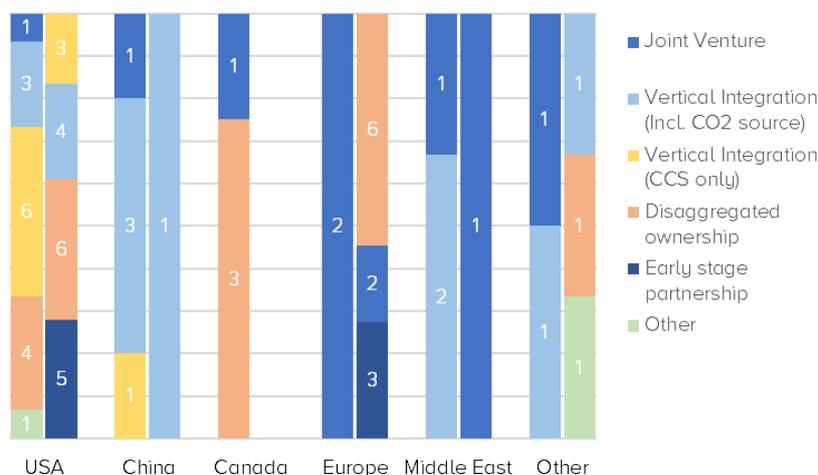
し、それぞれの親会社から活動を分離し、新しい市場にアクセスし、プロジェクトの資金調達に必要な負債を削減する機会を企業に提供する。

③ 分離型

稼働中または開発中の CCS 施設のうち 20 件は、異なる企業が CCS のバリューチェーンの異なる側面を所有、運営する等、「分離型」の所有権構造を持つ。この種の所有権構造は、カナダの Boundary Dam Project 等のように北米とヨーロッパで最も一般的で、回収プラントの所有者が既存または計画されている CO₂ インフラネットワークと契約を締結しているか、または締結を計画している。

④ 初期段階のパートナーシップ型、官民パートナーシップ型

残りの CCS 施設は「初期段階のパートナーシップ」か、「官民パートナーシップ」等の所有権構造をもつ。一般的に「早期パートナーシップ」フィージビリティスタディのための共同作業を伴い、プロジェクトの進展により他の形態の所有構造のいずれかに発展する可能性がある。



Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

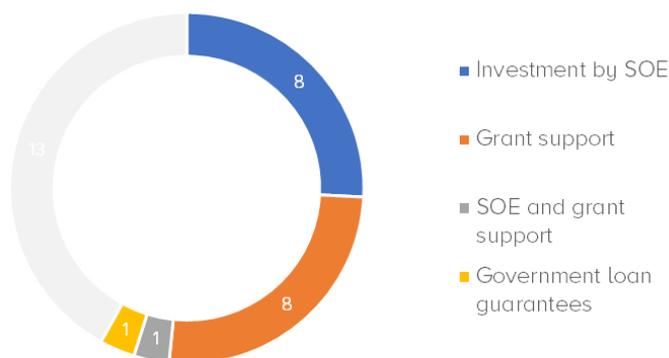
図 7.1-8 運転中・建設中の CCS 施設と開発中の CCS 施設の所有構造各地域の運転中・建設中（左バー）と開発中（右バー）の CCS 施設の所有構造

(4) 資本の構造

CCS 施設は資本集約型であり、数億ドル、時には数十億ドルの投資を必要とする。異なるプロジェクトで採用されている資本構造は一般に公開されていないことが多く、CCS 施設の財務構造に関する深い分析には限界がある。

いくつかのプロジェクトがプラスの最終投資決定（Final Investment Decision : FID）を達成しているにもかかわらず、デット資金（銀行借入等の借入金融）の獲得に成功しているプロジェクトは非常に少ないようである。すなわちエクイティ投資（株式の取得による投資）による資本コスト（株式発行による資金調達：資本（純資産）の増加）が相対的に高く、一般的にデット資金（銀行借入等の借入金融：負債の増加）が利用できないため、プロジェクトが FID を達成するためには、特に CO₂ の回収コストが相対的に高いセクターでは、多額の公的補助金や国有企業からの投資に頼らざるを得なかった。これらの補助金は、プロジェクト開発のための資本補助金の形で、あるいはプロジェクトの運営段階に連動したインセンティブとして、プロジェクトに適用されてきた。現在操業中または建設中のプロジェクトのうち、半数以上が多額の補助金を受けている、または国有企業による投資を伴うものである。残りはすべて米国の EOR で、低コストで CO₂ を回収・利用する等のメリットを得ている。

助成金による資金調達は、必要な民間資金を削減し、それにより投資を可能にする民間資金のリターンを増加させる。また、早期の投資家に対しても、将来のプロジェクト開発者が利用できる知識を生み出すことに報酬を与えることで、先手を打つことへの阻害要因を緩和することができる。時間の経過とともに、より多くの CCS 施設が導入されれば、そのコストは下がると予想される。予想される CO₂ 価格の上昇や規制と合わせて、政府の直接的な支援を必要としない CCS 施設の増加につながると期待されている。



Global CCS Institute, Japan Country Review, 2020¹⁾

図 7.1-9 運転中の CCS 施設と建設中の CCS 施設のうち、政府の支援を受けている割合

7.1.14 まとめ

2020 年度の調査による「世界の CCS 関連の最新動向」を以下のとおりまとめる。

- 1) 調査を実施した 15 箇国および欧州では、気候変動への政策が野心的に進められており、従来 CCS への関心が低かったドイツ等でもその対応の一環で、CCS 技術の取り組みが公約されている。欧州では CCS を通じた環境対策、経済政策を推進する多額の基金設置も進んでいる。中国では CCS に対する政府支援も進んでいるほか、中東、アジア諸国でも経済と環境対策の両立に向けた様々な施策の検討、取組みが進められている。
- 2) 東南アジア諸国では、経済と温暖化対策の両立に向けて、官民間でも CCS の関心が高まりつつある。ただし CCS の展開に必要な政策については、現時点ではインドネシア以外は、CCS に特化した法的・規制的枠組みの開発や開発の表明や、短期、長期目標における CCS 技術の導入の公約がみられない。
- 3) インド政府は再生可能エネルギーの導入に前向きでありつつも、化石燃料への将来的な依存度は継続して高く、ビジネスとしての CCS の導入を鑑み、同国のエネルギー需要と排出削減が、大きなメリットとなる可能性は十分ある。しかしながら政府が効果的な気候変動緩和政策を実施する意欲が低く結果として CCS 事業に対する多くの支援活動があるにもかかわらず、CCS の将来展開の見通しが低い。
- 4) 世界各国の CCS 事業のうち、操業中プロジェクトの排出源の多くは、天然ガス処理等、回収コストの小さいプロジェクトである。
- 5) 建設中・開発後期のプロジェクトの排出源の多くは、発電所等、回収コストの大きなプロジェクトであり、それらの CCUS 展開のため、12 年～15 年間の補助金、税額控除等の政策的インセンティブが与えられている。特に米国は新規 CCS 開発において世界をリードしており、17 件の新規施設のうち 12 件が米国における事業である。これは政府が政策として、投資を促すビジネスケースを作ることによって、プロジェクトが進むことを示している。
- 6) 操業中プロジェクトの貯留の多くは EOR で、石油増産の経済的利益を得るためである。建設中・開発後期のプロジェクトの貯留は、EOR が減少し、DGS プロジェクトが増加している。要因として、原油価格の低迷、炭素価格の上昇予測、DGS に対する補助金、税額控除等の政策的インセンティブの付与があげられ、また欧州では経済的な EOR の機会が限られていることが挙げられる。
- 7) CCS の従来モデルは、分離回収施設と貯留施設が 1 対 1 で対応していたのに対し、検討中プロジェクトでは、多くの排出源から CO₂ を収集し、単一または複数の貯留地に貯留するハブ&クラスターモデルが増加している。これはスケールメ

(July).

5) CO2CRC and Gamma Energy Technology (2015): Australian Power Generation Technology Report.

http://earthsci.org/mineral/energy/coal/LCOE_Report_final_web.pdf.

7.2 CCS 関連法規制等の動向調査

(1) 調査の概要

オーストラリアが海洋石油開発にかかわる鉱業法に CCS を取り入れていることを受け、オーストラリアにおける CCS 関連法規制（石油、鉱山法規も含む）を調査した。

以下に概要を記す。

(2) 概要

オーストラリアの政策立案者と規制当局は、世界で最も先進的で包括的な CCS 固有の規制枠組みを構築してきた。

CCS の規制プロセスの最初のステップは、2005 年に旧鉱物・石油資源閣僚会議 (Ministerial Council on Mineral and Petroleum Resources : MCMPR) が「二酸化炭素回収・地中貯留 オーストラリア規制指針 (the Carbon Dioxide Capture and Geological Storage Australian Regulatory Guiding Principles)」を承認したことから始まった。2008 年 11 月に連邦法である「2006 年新沖合石油・温室効果ガス貯留法 (The new Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006 : OPGGSA)」が発効し、CCS に特化した世界初の立法例の一つとなった。同法は、付随する規則とともに、既存の連邦石油規制を改正し、海洋地域内での CO₂ のパイプライン輸送、圧入、貯留活動を規制している。

オーストラリアの行政のシステムは、連邦政府と州政府の両方に、CCS 活動を規制するための管轄権を与えている。各州はそれぞれの領土と沿岸の境界内で発生する CCS 活動（沿岸から最大 3 海里まで）について立法する権限を有している。連邦政府は、3 海里からオーストラリア大陸棚の端までの沖合海域での活動に対する規制責任を保持している。州レベルでは、ビクトリア州、クイーンズランド州、南オーストラリア州、西オーストラリア州が、温室効果ガスの地中貯留や CCS プロセスのその他の個別の側面を規制する法律を制定している。

ビクトリア州は、世界で初めて CCS に特化した法律を制定した国の一つとなり、陸上と沖合の両方の貯留活動をカバーする詳細な規制モデルを確立した。

ビクトリア州の「2010 年オフショア石油・温室効果ガス貯留法 (Offshore Petroleum

and Greenhouse Gas Storage Act of 2010)」（ビクトリア州オフショア法）は、連邦オフショア法をモデルにしたもので、石油資源の探査・回収と並行して、ビクトリア州沖合の地層へのGHG物質の圧入・貯留を可能にしている。同法では、以下の許可を得ずに地下の地層で温室効果ガスを貯留することを禁止している。

- 1) GHG 評価許可 (GHG Assessment Permit)
- 2) GHG 所有リース (GHG Holding lease)
- 3) GHG 圧入許可証 (GHG Holding lease)

ビクトリア州の2008年温室効果ガス地中貯留法 (Greenhouse Gas Geological Sequestration Act 2008) は、大部分を同州の既存の石油法に基づいているが、同州における陸上の地中貯留活動を規制するための独立した法的枠組みを制定したものである。同法は、事業者が温室効果ガスの貯留活動を行うことを許可されるために、以下の三つの法的事項を定めている。

- 1) 温室効果ガス隔離探査許可 (Greenhouse gas sequestration exploration permit)
- 2) 温室効果ガス保持リース (Greenhouse gas retention lease)
- 3) 温室効果ガス圧入・監視許可 (Greenhouse gas injection and monitoring licence)

クイーンズランド州は、2009年温室効果ガス貯留法 (Greenhouse Gas Storage Act of 2009) と2010年温室効果ガス貯留規則 (Greenhouse Gas Storage Regulations 2010) に基づき、CCS活動のための包括的な独立した法的枠組みを確立した。同法は、陸上でのCCS活動と沿岸水域でのCCS活動の両方を対象としている。同法は、温室効果ガス貯留層の所有権を州内の土地に明確に帰属させ、温室効果ガス貯留活動が他の資源権益に影響を与える可能性がある場合には、慎重な調整を行うことを規定している。同法では、温室効果ガスの貯留活動を行うために取得しなければならない以下の二つの権限が定められている。

- 1) GHG 探査許可 (GHG exploration permit)
- 2) 温室効果ガス圧入・貯留リース (GHG injection and storage lease)

西オーストラリア州には、独立したCCS法の枠組みがない。同州は、2003年にバロー島法 (Barrow Island Act) を制定し、ゴルゴンガスプロジェクトに関連したCCS活動の規制について、プロジェクトごとのアプローチを提供している。同法はゴルゴンガスプロジェクトに特化したものであるため、同州の他のCCS活動には適用されない。しかし、同法は連邦のCCS規制の枠組みといくつかの特徴を共有しているように思われる。共有する特徴とは、ゴルゴンガスプロジェクトのオペレーターへの法定補償、圧入活動終了後の最低15年間の期間、サイト閉鎖通知が発出される前の多くの基準に対する大臣の了

承、CO₂圧入による損失や損害に対する責任の移転等である。

南オーストラリア州にはCCS活動のための独立した規制枠組がない。それに代わって、同州は2000年の石油・地熱エネルギー法を改正し、CO₂を含む圧入活動と規制物質の貯留に関する許認可制度を導入した。同法は、温室効果ガスの貯留に使用される可能性のある地下天然貯留層の所有権を国に帰属させている。同法は、規制物質の貯留のための天然貯留層の利用等の規制活動を、同法の下で認可されない限り禁止している。石油、地熱、ガスの貯留活動を行うためには、この法律に基づく以下の許可を得ることが必要である。

- 1) 保有者が許可地域で天然貯留層の探鉱を行うことができる探鉱許可証 (exploration licence)。
- 2) 天然貯留層の性質と利用範囲を確立するための操業を許可する保持許可証 (retention licence)
- 3) CO₂等の規制物質を貯留するための天然貯留層の使用のための操作を行うことを許可する貯留許可証 (storage licence)。