

欧州におけるCCS及び船上CCSの 最新動向に関する調査

2025年度 JSC追加特別調査

2026年3月

日本船舶輸出組合
ジャパン・シップ・センター
一般財団法人日本船舶技術研究協会

概要

本調査は、欧州における炭素回収・利用・貯留(CCUS)および船上炭素回収・貯留(OCCS)の最新動向について、政策・規制枠組み、技術仕様、市場展望、輸送インフラに焦点をあてつつ、包括的に分析するものである。第1章では、EUのCCUS推進の政策・規制枠組みを概観する。第2章では、CO₂仕様と品質管理の課題を詳述する。第3章では、欧州CCUS市場の現状と展望を分析する。第4章では、CO₂海上輸送市場の発展を考察する。第5章では、各国別のCCUS・CO₂輸送政策に焦点を当てる。第6章では、主要な発見事項を総括し、今後の展望を示す。

欧州は2050年カーボンニュートラル達成に向けて、CCSを重工業(鉄鋼、セメント、化学)の脱炭素化および海運部門の排出削減における重要な技術として戦略的に位置づけている。2025年末時点で、欧州では複数の大規模CCSプロジェクトが計画・建設段階にあり、特にノルウェー、英国、オランダ、デンマークが市場を牽引している。2024年にはノルウェーのNorthern Lightsプロジェクトが世界初の商業的国際CO₂輸送・貯留サービスの運用を開始し、欧州CCS市場の本格的な立ち上がりを示す画期的な出来事となった。しかし、プロジェクト間でCO₂仕様が大きく異なること、越境輸送の法的枠組みが未整備であること、輸送インフラの標準化が遅れていることなど、市場発展には依然として多くの課題が残されている。

政策・規制面では、EUは包括的な枠組みを構築してきた。EU排出量取引制度(ETS)はCO₂排出に価格を付け、CCS導入のインセンティブを提供している。CCS指令は貯留サイトの許可制度、長期モニタリング、閉鎖後責任を規定し、環境安全性を確保している。汎欧州エネルギーネットワーク(TEN-E)規則は、CO₂輸送インフラを欧州の共通利益プロジェクト(PCI)として認定し、EU資金支援の対象としている。さらに、2023年に採択されたネットゼロ産業法(NZIA)は、CCSを戦略的ネットゼロ技術として位置づけ、2030年までに年間5,000万トンのCO₂注入容量の開発を目標としている。特に注目されるのは、2026年に予定される欧州委員会のCO₂輸送立法イニシアティブであり、これはCO₂輸送インフラの標準化、越境輸送の円滑化、技術基準の調和を目指す重要な政策展開である。

CO₂の越境輸送を可能にするロンドン議定書第6条改正の批准状況も重要な課題である。2025年12月時点で、ノルウェー、英国、オランダ、デンマーク、ベルギー、ドイツ、フランスなど14カ国が改正を批准し、暫定適用メカニズムを通じて越境輸送を実施している。しかし、イタリア、スペイン、ポーランドなど多くのEU加盟国はまだ批准しておらず、これらの国からのCO₂輸出には法的障壁が残っている。改正の全面発効には36カ国の批准が必要であり、2026年に達成される見込みである。

船舶搭載型CO₂回収(OCCS)については、FuelEU Maritime規則とEU-ETSが規制環境を整備している。OCCSで回収されたCO₂が、EU-ETSまたはロンドン議定書に基づいて認証された陸上施設で恒久的に地中貯留される場合、船舶の排出とみなされないという明確な規定により、海運業界のOCCS導入を促進している。

CO₂仕様と品質管理は、CCSバリューチェーンにおいて極めて重要な技術的課題である。輸送モード(パイプライン対船舶)、貯留層の特性(塩水帯水層対枯渇ガス田)、排出源の多様性によって、CO₂仕様が大きく異なることが明らかになった。Northern Lightsは船舶輸送を採用し、液化CO₂の

低温・中圧条件下での相分離・固化リスクを最小化するため、極めて厳格な仕様（CO₂純度≥99.81%、H₂O≤30ppm、H₂S≤30ppm）を要求している。一方、パイプライン輸送を採用する Porthos、Aramis、HyNet は超臨界 CO₂輸送により、相対的に緩和された仕様（CO₂純度≥95-95.5%、H₂O≤480-500ppm、H₂S≤100-200ppm）を許容している。この仕様の違いは、排出者側の精製コスト、輸送・貯留インフラの材料選定、建設コストに大きな影響を及ぼす。Northern Lights の厳格な仕様を満たすための排出者側の精製コストは、Porthos の緩和された仕様と比較して約 15-30 ユーロ/tCO₂高く、年間 1 百万トンの排出者にとっては年間 1,500 万-3,000 万ユーロの追加負担となる。

欧州 CCUS 市場は急速に拡大している。ノルウェーは世界最大級の CO₂貯留ポテンシャル（70-140 ギガトン）を有し、「欧州の CO₂貯留ハブ」としての地位を確立している。英国は北海に複数の大規模 CCUS クラスタ（HyNet、East Coast Cluster 等）を開発中である。オランダはロッテルダム港を中心に Porthos と Aramis プロジェクトを推進している。デンマークは Greensand プロジェクトを通じて、2030 年までに年間 8 百万トンの貯留を目指している。ドイツは 2024 年に CO₂貯蔵・輸送法を制定し、重工業の脱炭素化に CCS を活用する方針に転換した。

CO₂海上輸送市場では、2024 年に運航を開始した Northern Lights 専用船（Northern Pioneer と Northern Pathfinder）が、CCS 用途に特化した最初の大型 LCO₂運搬船として、商業的輸送の技術的・経済的実行可能性を実証している。両船は約 7,500 立方メートルの輸送能力を有し、従来のレガシー船舶と比較して約 5-7 倍の容量を実現している。船型の大型化により、単位輸送コストの大幅な低減が期待されており、DNV の分析によれば、船舶サイズを 7,500 立方メートルから 50,000 立方メートルに増加させることで、輸送コストを約 55%削減できると推定されている。

全体として、欧州の CCS 市場は、政策支援の強化、技術革新の進展、国際協力の拡大により、2030 年代に本格的な商業化段階に入ると予測される。ロンドン議定書改正の全面発効、CO₂仕様の標準化、輸送インフラの整備が今後の鍵となる。本報告書は、日本の海運・造船業界、エネルギー産業、政策立案者にとって、欧州 CCS 市場への理解を深め、将来の事業機会を検討するための重要な参考資料となることを期待する。

目次

概要

第 1 章 欧州における CCUS 推進の政策・規制枠組み	- 1 -
1.1 EU 全体の政策・戦略	- 1 -
1.1.1 中核的な EU 規制枠組み (ETS 指令、CCS 指令)	- 1 -
1.1.2 インフラ整備 (TEN-E 規則、TEN-T 規則)	- 5 -
1.1.3 戦略的技術としての CCS/CCU (NZIA、産業カーボンマネジメント戦略)	- 8 -
1.1.4 今後の CO ₂ 輸送に関する立法イニシアティブ	- 12 -
1.2 ロンドン議定書と EU 法の関係	- 16 -
1.2.1 ロンドン議定書の概要と適用	- 16 -
1.2.2 加盟国の批准・暫定適用状況	- 20 -
1.2.3 二国間協定の事例	- 22 -
1.3 船舶搭載型 CO ₂ 回収・貯留 (OCCS) の規制環境	- 26 -
1.3.1 EU 法における OCCS の位置づけ	- 26 -
1.3.2 支援スキームと資金調達	- 30 -
1.3.3 実証・パイロットプロジェクト	- 34 -
第 2 章 CO ₂ 仕様と品質管理	- 40 -
2.1 CO ₂ 仕様の重要性と課題	- 40 -
2.1.1 不純物の影響と腐食リスク	- 40 -
2.1.2 プロジェクト間・地域間の仕様差異	- 43 -
2.2 CO ₂ 仕様の決定責任	- 48 -
2.2.1 排出者・輸送事業者・貯蔵事業者の役割分担	- 49 -
2.2.2 輸送モード (パイプライン vs. 船舶) による違い	- 52 -
2.3 プロジェクト設計への影響	- 57 -
2.3.1 技術的統合と材料選定	- 57 -
2.3.2 経済性への影響 (CAPEX/OPEX)	- 59 -
第 3 章 欧州 CCUS 市場の現状と展望	- 68 -
3.1 市場概況	- 68 -
3.1.1 欧州 CCS 市場の特徴	- 68 -
3.1.2 主要国別の貯蔵容量と進捗状況	- 75 -
3.2 炭素貯蔵市場データ分析	- 76 -
3.2.1 国別プロジェクトの状況	- 76 -
3.2.2 将来市場予測 (2030 年、2050 年)	- 78 -
3.3 主要プロジェクトの詳細分析	- 87 -
3.3.1 Northern Lights (ノルウェー)	- 87 -
3.3.2 Greensand (デンマーク)	- 92 -
3.3.3 HyNet (英国)	- 95 -

3.3.4 Porthos(オランダ)	- 99 -
3.3.5 Aramis(オランダ)	- 103 -
3.4 主要プロジェクトのCO ₂ 仕様比較	- 107 -
第4章 CO ₂ 海上輸送市場	- 111 -
4.1 LCO ₂ 船隊の現状	- 111 -
4.1.1 運航中・建造中の船舶	- 111 -
4.1.2 レガシー船舶との比較	- 114 -
4.2 船型と技術的バリエーション	- 116 -
4.2.1 短距離・中距離・長距離輸送向け設計	- 116 -
4.2.2 大型化の動向	- 118 -
4.3 規制・分類基準	- 120 -
4.3.1 DNVによる技術ガイダンスとCO ₂ RECOND記号	- 120 -
4.3.2 安全・環境基準	- 121 -
4.4 LCO ₂ 船市場の需要予測	- 124 -
4.4.1 産業別需要	- 124 -
4.4.2 2050年までの船舶需要見通し	- 127 -
4.5 LCO ₂ 船のコストと経済性	- 130 -
4.5.1 輸送コストの構成要素	- 130 -
4.5.2 規模の経済と最適化戦略	- 133 -
4.6 輸送手段の比較:船舶 vs. パイプライン	- 135 -
4.6.1 距離別コスト比較	- 135 -
4.6.2 各輸送手段の利点と課題	- 138 -
第5章 各国のCCUS・CO ₂ 輸送政策	- 141 -
5.1 デンマーク	- 141 -
5.1.1 法的枠組み	- 141 -
5.1.2 支援措置(CCUS基金、NECCS基金等)	- 142 -
5.2 ドイツ	- 143 -
5.2.1 CO ₂ 貯蔵・輸送法	- 143 -
5.2.2 輸出実現法	- 144 -
5.2.3 OCCS関連の資金支援	- 144 -
5.3 オランダ	- 146 -
5.3.1 気候戦略におけるCCSの役割	- 146 -
5.3.2 法的枠組みと貯蔵許可	- 146 -
5.3.3 公的支援スキーム(SDE++等)	- 147 -
5.4 ノルウェー	- 149 -
5.4.1 ノルウェーとEUの関係	- 149 -
5.4.2 法的枠組み	- 149 -
5.4.3 CCUSとCO ₂ 輸送の現状	- 150 -

5.4.4 公的支援スキーム	- 151 -
第6章 結論	- 153 -
6.1 主要な発見事項	- 153 -
6.1.1 市場の成熟度と政策支援	- 153 -
6.1.2 CO ₂ 仕様の重要性	- 154 -
6.1.3 輸送インフラの課題	- 155 -
6.2 今後の展望	- 157 -
6.2.1 欧州 CCS 市場の成長可能性	- 157 -
6.2.2 国際協力の重要性	- 159 -
結びとして	- 163 -
付録 A:略語一覧	- 165 -
付録 B:主要プロジェクトの CO ₂ 仕様詳細比較表	- 168 -
欧州主要 CCUS プロジェクトの CO ₂ 仕様詳細比較(2025年12月時点)	- 168 -
注記	- 170 -
付録 C:ロンドン議定書推進国一覧	- 171 -
ロンドン議定書第6条改正(CO ₂ 越境輸送を可能にする改正)の批准・暫定適用状況	- 171 -
注記	- 172 -
付録 D:欧州主要 CCUS/CO ₂ 輸送プロジェクト一覧	- 173 -
デンマーク、ドイツ、オランダ、ノルウェーが関与する主要プロジェクト	- 173 -
注記	- 176 -

付録:

付録 A:略語一覧

付録 B:主要プロジェクトの CO₂仕様詳細比較表

付録 C:ロンドン議定書推進国一覧

付録 D: 欧州主要 CCUS/CO₂輸送プロジェクト一覧

第1章 欧州における CCUS 推進の政策・規制枠組み

1.1 EU 全体の政策・戦略

欧州連合(EU)は、2050年までに気候中立(カーボンニュートラル)を達成するという野心的な目標を掲げており、この目標達成において炭素回収・利用・貯留(CCUS)技術は不可欠な要素として位置づけられている。特に、セメント、鉄鋼、化学、製油などの脱炭素化が困難な産業(**hard-to-abate sectors**)においては、再生可能エネルギーへの転換だけでは排出削減が困難であり、CCUSが現実的かつ経済的に実行可能な唯一の選択肢となるケースが多い。

EUは、気候変動対策を経済成長や産業競争力強化と両立させる「グリーンディール」政策の一環として、CCUSの展開を加速させるための包括的な政策・規制枠組みを構築してきた。この枠組みは、法的拘束力を持つ規制、経済的インセンティブ、インフラ整備支援、研究開発投資など、多層的なアプローチで構成されている。

欧州委員会は2024年2月に「欧州の野心的な産業カーボンマネジメントに向けて」と題する産業カーボンマネジメント(ICM)戦略¹を発表し、CO₂の回収、輸送、貯留という一連のバリューチェーン全体に対する統合的なアプローチを示した。この戦略では、2040年までに年間約2億8000万トン、2050年までに約4億5000万トンのCO₂を回収する必要があるとの見通しが示されており、現状の取り組みを大幅に加速する必要性が強調されている。

EUのCCUS政策の特徴は、規制的措置と市場メカニズムを組み合わせたハイブリッド・アプローチにある。一方で、排出量取引制度(ETS)を通じて炭素価格シグナルを強化し、企業に排出削減のインセンティブを与えると同時に、他方で、直接的な財政支援や規制緩和を通じて、初期段階のプロジェクトに対するリスクを軽減し、民間投資を呼び込む環境を整備している。

また、EUは加盟国間の協力を重視しており、CO₂の越境輸送と貯留を可能にする法的・制度的枠組みの整備に注力している。北海周辺諸国を中心に、CO₂排出源と貯留適地を結ぶ国際的なネットワークの構築が進められており、ノルウェー、デンマーク、オランダ、ベルギーなどが二国間・多国間協定を締結し、実際のCO₂輸送・貯留プロジェクトを開始している。

さらに、EUは技術中立性の原則を維持しつつも、特定の戦略的技術に対しては重点的な支援を行う姿勢を示している。2024年に施行されたネットゼロ産業法(NZIA)²では、CCUSおよびCO₂輸送技術が19の戦略的ネットゼロ技術の一つとして明示的にリストアップされ、加盟国がこれらの技術に対して「重要」(**critical**)ステータスを付与し、専用の支援措置を講じることが可能となった。

本節では、このようなEU全体のCCUS政策・戦略の中核をなす規制的枠組み、インフラ整備支援、戦略的位置づけ、そして今後予定されている立法措置について詳述する。

1.1.1 中核的なEU規制枠組み(ETS指令、CCS指令³)

EUにおけるCCUSの法的基盤は、主に2つの指令によって構成されている。すなわち、EU排

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062>

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L:202401735>

³ <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>

出量取引制度(ETS)指令⁴と CCS 指令³(CO₂地中貯留指令)である。これら 2 つの指令は相互補完的な関係にあり、前者が CO₂排出削減の経済的インセンティブを提供し、後者が CO₂貯留の安全性と環境保護を確保する技術的・手続的要件を定めている。

(1) EU 排出量取引制度(ETS)指令

EU-ETS⁴は 2005 年に導入された世界初の国際的な排出量取引制度であり、現在では発電部門および製造業の大規模施設、航空部門、そして 2024 年からは海運部門も対象に含まれている。この制度の下で、対象事業者は CO₂排出量に応じた排出枠(アローワンス)を保有・提出する義務を負う。排出枠の総量は年々削減されるため、企業は排出削減技術への投資か、市場での排出枠購入かの選択を迫られる。

CCUS と ETS 指令の関係においては、第 12 条第 3a 項⁵が極めて重要である。この条項は、「CCS 指令に基づいて許可された施設において永久に貯留されたことが検証された CO₂排出については、排出枠提出義務が生じない」と規定している。すなわち、企業が CO₂を回収し、CCS 指令に準拠した貯留施設に輸送・貯留した場合、その CO₂量に相当する排出枠の購入・提出が免除される。これにより、CCS 技術の導入に対する直接的な経済的インセンティブが生まれる。

さらに、第 12 条第 3b 項⁶は、CO₂が製品中に永久に化学的に結合された場合(CCU、炭素利用)についても、同様の免除を認めている。ただし、「永久に結合」⁷の定義については慎重な検討が必要であり、欧州委員会は 2024 年 7 月に委任法令を採択し、この条件が適用される具体的な状況を明確化した。

ETS 指令は 2003 年の制定以来、数回にわたって改正されてきた。特に重要なのは、いわゆる「Fit for 55」政策パッケージの一環として 2023 年に実施された大規模改正である。この改正により、排出枠の総量削減ペースが加速され、2030 年までに 1990 年比で 55%削減という目標に対応するため、年間削減率が引き上げられた。また、無償割当の段階的削減、炭素国境調整メカニズム(CBAM)の導入、海運部門の段階的包含など、制度の範囲と厳格性が大幅に強化された。

炭素価格の推移も注目に値する。EU-ETS⁴における CO₂価格は、制度導入当初は 1 トンあたり数ユーロ程度であったが、市場改革と排出枠削減により、近年は大幅に上昇している。2025 年の価格は、1 トンあたり 70 ユーロ台後半程度で推移しており、長期的には 2030 年に約 141 ユーロ、2040 年には 207 ユーロに達すると予測されている。この価格水準の上昇により、CCS 技術の経済性が向上し、民間投資の呼び込みが期待されている。

しかしながら、現在の ETS 指令にはいくつかの課題も指摘されている。第一に、CO₂の越境輸送、特に船舶による輸送に関する明確な規定が不足している点である。現行指令は主にパイプライン輸送を想定しており、船舶、トラック、鉄道などの非パイプライン輸送(NPT)に関する具体的な要件や手続きが十分に整備されていない。第二に、CCU に関する「永久結合」の定義や検証方法につい

⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L0959>

⁵ EU ETS 指令第 12 条第 3a 項:"an obligation to surrender allowances shall not arise in respect of emissions verified as captured and transported for permanent storage to a facility for which a permit is in force in accordance with Directive 2009/31/EC"

⁶ EU ETS 指令第 12 条第 3b 項:CO₂が製品中に永久に化学的に結合された場合の排出枠提出義務免除規定

⁷ Commission Delegated Regulation (EU) 2024/2620 (2024 年 7 月採択):「永久結合」の条件を明確化 https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2024/2620/oj/eng

て、実務上の不確実性が残されている点である。第三に、CCS プロジェクトの長期的なモニタリングと責任の所在について、さらなる明確化が求められている。

これらの課題に対応するため、欧州委員会は 2026 年に ETS 指令の次回改正を予定している。内部ロードマップ⁸によれば、この改正では「EU-ETS が 2050 年の経済全体でのカーボンニュートラル達成目標に最も費用対効果的かつ経済効率的な方法で貢献し続けることを確保する」ことを目的として、制度の広範な見直しが行われる予定である。特に、炭素漏出リスクへの対応(CBAM でカバーされない排出に対する炭素漏出保護オプションの検討)、国内での永久的炭素除去の ETS への包含、海運・航空・定置施設に対する制度の見直しなどが検討事項として挙げられている。

(2) CCS 指令(CO₂地中貯留指令)

2009 年に採択された CCS 指令(指令 2009/31/EC)⁹は、CO₂の地中貯留に関する包括的な法的枠組みを確立した。この指令の目的は、CO₂の地中貯留に関連する環境、健康、安全上の懸念に対処し、加盟国間で行政手続きを調和させることにより、大規模な CO₂回収・輸送・貯留インフラの構築に必要な法的確実性を投資家に提供することである。

CCS 指令の適用範囲は、CO₂回収、輸送、地中貯留という CCS バリューチェーン全体に及ぶが、特に詳細な規定が設けられているのは貯留段階である。指令は、海底下の地層における CO₂貯留を明示的に認めつつ、陸上貯留についても同様の安全・環境基準の適用を求めている。

貯留許可制度が CCS 指令の中核をなす。指令第 7 条は、貯留許可申請に含めるべき情報を詳細に規定している。申請者は、貯留サイトの地質学的特性評価、CO₂の組成と性状、輸送方法、注入計画、リスク評価、モニタリング計画、是正措置計画、閉鎖後管理計画などを提出しなければならない。所管当局は、これらの情報を審査し、環境影響評価を実施した上で、許可の可否を判断する。

CO₂輸送に関する規定も重要である。指令第 3 条から第 22 条は、「貯留サイトへの CO₂輸送のためのパイプライン網(関連する加圧ステーションを含む)」として CO₂輸送ネットワークを定義しているが、船舶やその他の輸送手段については明示的な言及がない。第 7 条(貯留許可申請)では、「使用される CO₂輸送方法」に関する情報を含めることを要求しているものの、船舶輸送をオプションとして明記していない。

この点について、欧州委員会が 10 年前に公表した CCS 指令実施報告書¹⁰では、「CO₂輸送に伴うリスクは天然ガスや石油の輸送のリスクよりも高くなく、現行規制の変更を正当化する事象や示唆はなかった」と述べられている。しかし、当時は海底貯留サイトへの船舶による CO₂輸送に関する環境リスクについて、さらなる規制の必要性は認識されていなかった。

これに対し、2023 年の実施報告書¹¹では状況が大きく変化している。欧州委員会は、「初期の地質学的 CO₂貯留機会と CO₂を回収できる炭素集約型産業の立地が、EU 加盟国および EEA 諸国間で均等に分布していない」と指摘し、「この状況は CO₂輸送および/または貯留サイトに関する越境協力を必要とする」と強調している。報告書作成時点で、10 の EU 加盟国が CO₂貯留サイトの評価

⁸ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14549-EU-emissions-trading-system-for-maritime-aviation-and-stationary-installations-and-market-stability-reserve-review_en

⁹ <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>

¹⁰ https://climate.ec.europa.eu/system/files/2016-11/com_2015_576_annex_2_en.pdf

¹¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0657>

支援、CO₂輸送インフラの準備、または CO₂ハブ・クラスターの設立に関する計画を有していると回答したが、欧州委員会はこれらの計画が「異なる発展段階にある」と指摘した。また、11 カ国が輸送ネットワークおよび貯留サイトへの公正でオープンなアクセスを確保するための手続き(立法措置)を整備していると報告した。

越境 CO₂輸送に関する規定については、CCS 指令前文(12)、(13)、(14)がロンドン議定書および OSPAR 条約に言及し、海底下の地層における CO₂貯留に焦点を当てているが、そのような場所への CO₂輸送については触れていない。前文(39)¹²では、「越境 CO₂輸送、越境貯留サイトまたは越境貯留複合体の場合において、関係加盟国の所管当局がこの指令および他のすべての EU 法の要件を共同で満たすことを確保するための規定が必要である」と述べているが、これ以上の具体性はない。

CO₂の品質・組成に関する要件も指令に含まれている。第 12 条¹³は、貯留される CO₂ストリームが「圧倒的に CO₂で構成されている」こと、および「追加物質の混入が輸送または貯留の目的で技術的に必要でない限り、故意に付加された廃棄物や他の物質を含んではならない」ことを要求している。付属書 I¹⁴は、許容される不純物の種類と濃度に関するガイダンスを提供しており、硫黄酸化物(SO_x)、窒素酸化物(NO_x)、水素、一酸化炭素、窒素、希ガスなどが想定されている。

モニタリングと検証の要件も厳格である。指令第 13 条および付属書 II¹⁵は、貯留サイトの継続的なモニタリング、漏洩検知、環境影響評価を義務付けている。事業者は、定期的に監視結果を所管当局に報告し、必要に応じて是正措置を講じなければならない。

閉鎖後の責任と財政保証については、第 17 条から第 20 条¹⁶で規定されている。貯留サイトが閉鎖された後も、少なくとも数十年間はモニタリングと管理が継続され、最終的には所管当局が長期的責任を引き継ぐことになる。事業者は、閉鎖後の義務を履行するための財政保証を提供する必要がある。

第三者アクセスの原則も重要である。第 21 条¹⁷は、「潜在的ユーザーが輸送ネットワークおよび貯留サイトへの公正でオープンなアクセスを得られることを確保するための手続き」を加盟国が設けることを要求している。これは、CCUS インフラをオープンアクセス型の公共財として位置づけ、複数の事業者が利用できるようにすることで、規模の経済を実現し、コストを削減することを目的としている。

しかしながら、CCS 指令にもいくつかの限界と課題が存在する。第一に、前述のとおり、非パイプライン輸送に関する規定が不十分である点である。特に、液化 CO₂の船舶輸送に関する安全基準、品質管理、責任分担などについて、さらなる明確化が求められている。第二に、複数の排出源から CO₂を集約する「ハブ・アンド・スポーク」型プロジェクトにおいて、異なる組成の CO₂ストリームをどのように管理し、品質を保証するかについて、実務上の課題が残されている。第三に、越境プロジェクトにおける加盟国間の責任分担と調整メカニズムについて、さらなる法的整備が必要とされている。

¹² CCS 指令前文(39): "provisions are required to ensure that, in cases of transboundary CO₂ transport, transboundary storage sites or transboundary storage complexes, the competent authorities of the Member States concerned meet jointly the requirements of this Directive and of all other Community legislation"

¹³ CCS 指令第 12 条: CO₂ストリームの組成要件

¹⁴ CCS 指令付属書 I: 許容される不純物に関するガイダンス

¹⁵ CCS 指令第 13 条および付属書 II: モニタリング要件

¹⁶ CCS 指令第 17-20 条: 閉鎖後の責任と財政保証

¹⁷ CCS 指令第 21 条: 第三者アクセスの原則

これらの課題に対応するため、欧州委員会は 2026 年に予定されている CO₂輸送に関する立法イニシアティブにおいて、CCS 指令の補完または改正を検討している。この新たな立法措置は、CO₂輸送インフラの開発を加速し、CCUS バリューチェーン全体の統合性と効率性を高めることを目的としている(詳細は 1.1.4 で後述)。

(3) 監視・報告規則(MRR)の改正

2024 年、EU-ETS の下での GHG 排出量の監視・報告に関する規則(MRR)¹⁸が改正され、CO₂輸送に関する重要な明確化が行われた。新しい MRR 前文(20)¹⁹では、従来の「パイプラインによる CO₂輸送」という表現に代えて、「多様な輸送モード」を用いた CO₂輸送に言及し、NZIA(ネットゼロ産業法)で定義された「CO₂輸送インフラ」の概念を参照している。

この定義では、CO₂輸送インフラが「貯留サイトへの CO₂輸送のためのパイプライン網(関連する加圧ステーションを含む)、ならびに港湾施設および貯留サイトへの CO₂輸送のための船舶、道路または鉄道輸送手段(必要に応じて液化装置および一時貯蔵施設を含む)」と明記されている。

この改正により、船舶輸送を含む非パイプライン輸送モードが EU-ETS の監視・報告の枠組みに正式に組み込まれたことになる。これは、今後の CO₂輸送市場の発展において重要なマイルストーンとなる。

このように、EU-ETS と CCS 指令は相互補完的に CCUS の展開を支える中核的な法的枠組みを構成しているが、技術と市場の発展に伴い、継続的な見直しと強化が進められている。次の 1.1.2 では、これらの規制枠組みを補完するインフラ整備支援策について詳述する。

1.1.2 インフラ整備(TEN-E 規則、TEN-T 規則)

CCUS の大規模展開には、CO₂を排出源から貯留サイトまで安全かつ効率的に輸送するための包括的なインフラネットワークが不可欠である。EU は、エネルギーと輸送の両分野において、汎欧州ネットワーク(Trans-European Networks)の構築を長年推進してきたが、近年の気候目標の強化に伴い、これらのネットワークに CO₂輸送インフラを統合する取り組みが加速している。本節では、エネルギーインフラに関する TEN-E 規則と輸送インフラに関する TEN-T 規則の両面から、EU の CO₂輸送インフラ整備政策を詳述する。

(1) 汎欧州エネルギーネットワーク(TEN-E)規則

◆ TEN-E 規則の概要と目的

汎欧州エネルギーネットワーク(TEN-E)規則²⁰は、EU 域内のエネルギーインフラの計画、許認可、資金調達に関する法的枠組みを提供する。この規則の主な目的は、完全に相互接続された域内エネルギー市場を実現し、エネルギー安全保障、持続可能性、**affordability**(手頃な価格での供給)という「エネルギートリレンマ」に対処することである。

¹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32024R1348>

¹⁹ MRR 改正版前文(20) および第 55 項: CO₂輸送インフラの定義における「多様な輸送モード」への言及

²⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R0869&from=EN>

TEN-E 規則は、戦略的に重要な越境エネルギーインフラプロジェクトを「共通利益プロジェクト」(Projects of Common Interest, PCI)および「相互利益プロジェクト」(Projects of Mutual Interest, PMI)として選定する仕組みを確立している。PCI/PMI に選定されたプロジェクトは、EU 予算からの資金支援(特に Connecting Europe Facility for Energy, CEF Energy プログラム)の対象となるほか、簡素化・迅速化された許認可手続きの恩恵を受けることができる。

CO₂輸送インフラの TEN-E 規則への統合

TEN-E 規則において、CO₂の越境輸送と貯留を可能にするインフラプロジェクトは、明示的に PCI/PMI の対象として認められている。規則前文(20)²¹および第 4 条は、「CO₂の越境輸送と貯留を可能にするために必要なプロジェクト」が PCI/PMI 選定の適格性を有することを規定している。

さらに、規則の付属書 I²²(エネルギーインフラ優先回廊および地域)には、「越境 CO₂ネットワーク」が明記されており(44 ページ参照)、付属書 II²²(エネルギーインフラカテゴリー、52 ページ参照)では、CO₂インフラが以下のように詳細に定義されている:

- A) **専用パイプライン:** 上流パイプラインネットワーク以外で、複数の排出源からの CO₂を、指令 2009/31/EC (CCS 指令)に従った永久地中貯留の目的で輸送するために使用されるパイプライン
- B) **固定設備:** パイプラインおよび船舶、はしけ、トラック、列車などの専用輸送手段を介したさらなる輸送を視野に入れた、CO₂の液化、緩衝貯蔵、コンバーターのための固定設備
- C) **貯留関連の地表および注入設備:** 加盟国における CO₂の地中貯留の禁止を妨げることなく、指令 2009/31/EC に従って永久地中貯留に使用される地層内のインフラに関連する地表および注入設備であって、炭化水素の増進回収のための CO₂使用を伴わず、CO₂の越境輸送と貯留を可能にするために必要なもの
- D) **システムの適切、安全、効率的な運用に不可欠な機器または設備:** 保護、監視、制御システムを含む

この定義において特に重要なのは、パイプラインに加えて、船舶、はしけ、トラック、列車などの「専用輸送手段」が明示的に含まれている点である。これにより、CO₂輸送のマルチモーダル(複合輸送)アプローチが TEN-E 規則の枠組みに正式に組み込まれたことになる。

PCI/PMI リストと CO₂ネットワークプロジェクト

2023 年末に公表された第 6 次 PCI/PMI リスト²³には、重要インフラプロジェクト全 166 件の一部として、14 件の越境 CO₂ネットワークプロジェクトが含まれている。これらのプロジェクトは、欧州委員会委任規則 (EU) 2024/1041²⁴の付属書(10-11 ページ参照)に詳細がリストアップされている。プロジェクトには陸上および洋上貯留の両方が含まれ、主に北欧に位置しているが、地中海沿岸およびバルカン地域のプロジェクトも含まれている。

²¹ TEN-E 規則前文(20)および第 4 条

²² TEN-E 規則付属書 I および II

²³ 第 6 次 PCI/PMI リスト(2023 年末公表)

²⁴ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401041

さらに、2025年12月1日に公表された第7次 PCI/PMI リスト²⁵には、EU 内および近隣第三国との間で 17 件の CO₂輸送インフラプロジェクトが含まれ、パイプライン、船舶、その他の輸送モードに依存している。

これらのプロジェクトの多くはパイプラインを主要な輸送手段としているが、一部(Northern Lights や Nautilus CCS など)は船舶による CO₂輸送も含んでいる。PCI 透明性プラットフォーム²⁶では、すべての PCI のインタラクティブマップがオンラインで提供されており、ユーザーは CO₂ネットワークを含むネットワークカテゴリー全体を選択・非選択でき、このカテゴリーを CO₂ターミナル、注入ポイント、船舶ルート、パイプラインなどに細分化して表示することができる。

PCI/PMI 選定の意義と課題

PCI/PMI の「ラベル」を取得し、それに伴うすべての恩恵(EU 資金支援へのアクセス、簡素化・迅速化された許認可手続きなど)を得ることは、プロジェクトの成功を保証するものではない。実際、これらのプロジェクトは、高額な資本コスト(国家補助や脱リスク手段による克服が必要)、ネットワーク開発の不十分な調整(バリューチェーン全体にわたる)、EU 加盟国/EEA 諸国および関係する他国間の断片的な法制度(PMI に関して)など、いくつかの重要な課題に直面している。

それでもなお、TEN-E 規則と PCI/PMI 選定メカニズムは、欧州の CO₂輸送インフラ開発における重要な政策ツールであり、プロジェクトの可視性を高め、資金調達の可能性を拡大し、規制的障壁を低減する役割を果たしている。

(2) 汎欧州輸送ネットワーク(TEN-T)規則

● TEN-T 規則の概要

TEN-E 規則がエネルギーインフラ(主にパイプラインによる CO₂輸送をカバー)を対象とするのに対し、汎欧州輸送ネットワーク(TEN-T)規則²⁷は、鉄道、道路、内陸水路、海上輸送ルート、港湾、空港、鉄道ターミナルからなる欧州全域の輸送ネットワークの開発を扱う。

● TEN-T 規則への CO₂輸送の統合

2023 年の改正以降、TEN-T 規則は、パイプラインのみに依存しない複合的な CO₂輸送システムの重要性を明示的に認識するようになった。改正規則は、輸送とエネルギー部門の相乗効果を強化し、EU の経済脱炭素化への取り組みを支援するため、海事港湾が CO₂「ハブ」として重要な役割を果たし得ることを強調している(前文 54 参照²⁷)。

具体的には、規則は「EU の経済の脱炭素化に向けた輸送とエネルギー部門間の相乗効果を強化するため、海事港湾は、パイプラインまたは他の輸送手段を通じた CO₂の輸送においても役割を果たし得る」と述べている²⁷。

この規定により、海事港湾は、陸上の排出源から船舶への積み替えポイントとして、あるいは洋上貯留サイトへのゲートウェイとして、CO₂輸送バリューチェーンにおける戦略的なノードとして位置づ

²⁵ https://energy.ec.europa.eu/document/download/f3358e26-6bec-444b-8024-05385c28d00c_en?filename=delegated-regulation-second-union-list-projects-common-and-mutual-interest_Annex_en.PDF

²⁶ https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html

²⁷ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401679

けられることになる。港湾施設の整備（液化設備、一時貯蔵タンク、積載栈橋など）は、TEN-T 規則の下での支援対象となり得る。

- TEN-T と TEN-E の相乗効果

TEN-T 規則は、TEN-E と TEN-T の間の強化された相乗効果の重要性をさらに認識しており、両規則が CO₂輸送ニーズをカバーし、CO₂輸送を CCS 展開の重要な実現要因として認識している。

この統合的アプローチにより、CO₂輸送インフラは、エネルギーネットワーク（TEN-E、主にパイプライン）と輸送ネットワーク（TEN-T、主に船舶・鉄道・道路・港湾）の両方の政策的・財政的支援を受けることが可能となり、パイプラインと非パイプライン輸送の柔軟な組み合わせを促進する環境が整備されている。

1.1.3 戦略的技術としての CCS/CCU (NZIA、産業カーボンマネジメント戦略)

EU は、CCUS を単なる排出削減技術としてではなく、産業競争力と気候中立性を同時に達成するための戦略的技術として位置づけている。この戦略的視点は、ネットゼロ産業法 (NZIA) と産業カーボンマネジメント (ICM) 戦略という 2 つの主要な政策文書に明確に表れている。

(1) ネットゼロ産業法 (NZIA)

NZIA の目的と背景

2024 年 6 月に施行されたネットゼロ産業法（規則 (EU) 2024/1735）² は、欧州のネットゼロ技術製造エコシステムを強化するための措置の枠組みを確立する。この法律は、主に米国のインフレ削減法 (IRA) に対する EU の対応として位置づけられ、EU の気候中立目標と産業競争力を両立させることを目的としている。

NZIA は、脱炭素化、戦略的自律性、競争力にとって重要と考えられる 19 のネットゼロ技術（およびそのコンポーネント）をリストアップしており、EU 加盟国はこれらに「critical（重要）」ステータスを付与し、専用の支援を提供することができる。CCS/CCU と CO₂輸送は、このリストに明示的に含まれている。

CO₂輸送インフラの定義

重要なことに、NZIA は EU 法において初めて、「CO₂輸送インフラ」の明確な定義²⁸を導入した。この定義は前述の MRR 改正でも参照されており、以下のように規定されている：

「貯留サイトへの CO₂輸送のためのパイプライン網（関連する加圧ステーションを含む）、ならびに必要なに応じて液化装置および一時貯蔵施設を含む、港湾施設および貯留サイトへの CO₂輸送のための船舶、道路または鉄道輸送手段」

²⁸ NZIA 第 2 条: CO₂輸送インフラの定義

この定義により、CO₂輸送の複合的・多様なモダリティが EU 法において正式に認識され、船舶輸送を含む非パイプライン輸送(NPT)の法的地位が明確化された。

2030年CO₂注入容量目標

NZIA のもう一つの画期的な要素は、EU 全体で初めての法的拘束力を持つ CO₂注入容量目標の導入である。規則第 20 条および第 21 条は、2030 年までに年間少なくとも 5000 万トンの CO₂注入容量を達成することを義務付けている。

この目標は、「指令 2009/31/EC (CCS 指令)」に基づいて許可された地中貯留サイト、すなわち EU 領域内、その排他的経済水域内、または国連海洋法条約の意味における大陸棚上に位置し、炭化水素増進回収と組み合わせられていない、枯渇した油田およびガス田ならびに塩水帯水層における地中貯留」において達成されるべきものとされている。

加盟国と石油・ガス生産者の義務

NZIA に基づき、EU 加盟国は、CO₂貯留サイトが許可され得る地域に関するデータを公表し、CO₂貯留プロジェクトの進捗について年次報告を行うことが求められている(第 21 条)²。

さらに注目すべきは、認可を受けた石油・ガス生産者に対する法的義務である。第 23 条²は、これらの事業者が 2030 年の CO₂注入目標に貢献する法的義務を負うことを規定している。各事業者の貢献は、2020 年 1 月 1 日から 2023 年 12 月 31 日までの期間における EU の原油および天然ガス生産における各事業者のシェアに基づいて按分で計算される。この貢献は、CCS 指令によって許可され、2030 年までに市場が利用可能な貯留サイトにおける CO₂注入容量で構成されるべきものとされている。

2025 年夏、欧州委員会は委任規則²⁹(二次法)を採択し、44 の大規模石油・ガス生産者による CO₂注入容量目標への義務的貢献に関する新規則を制定した。

CO₂輸送インフラ開発の促進

NZIA は、CO₂輸送が CCS/CCU の重要な実現要因であることを明確に認識している。規則第 22 条²は、EU および加盟国が「回収地点と貯留地点の近接性をもたらす経済的・環境的便益を考慮しつつ、越境インフラを含む必要な CO₂輸送インフラを開発するためのあらゆる合理的努力を払う」べきことを規定している。

さらに、加盟国は「経済的に実行可能な範囲で、または潜在的な顧客が支払いを望む場合に、生産・回収された CO₂の地中貯留目的での CO₂輸送ネットワークおよび貯留サイトへのアクセスを可能にするために必要な措置を講じる」ことが求められている(CCS 指令第 21 条に従って)²。

これらの規定は、オープンアクセス型の CO₂輸送・貯留インフラの開発を促進し、複数の排出者が共有インフラを利用できるようにすることで、規模の経済を実現し、コストを削減することを意図している。

²⁹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202501477

(2) 産業カーボンマネジメント(ICM)戦略

ICM 戦略の概要

2024 年 2 月、欧州委員会は「欧州の野心的な産業カーボンマネジメントに向けて」と題する非立法的コミュニケーション¹(一般に ICM 戦略と呼ばれる)を公表した。

この文書は、CO₂管理のバリューチェーン全体(すなわち、回収、輸送、貯留/利用)にわたる包括的なアプローチを提示し、3つの「経路」を提示している:

- ・ 貯留のための CO₂回収(CCS)
- ・ 大気からの CO₂除去
- ・ 利用のための CO₂回収(CCU)

CO₂回収・貯留の必要規模

ICM 戦略では、欧州委員会は、EU がネットゼロへの道のりで CCUS の取り組みを大幅に拡大する必要があることを警告している。委員会自身の推定によれば、「2040 年までに約 2 億 8000 万トン、2050 年までに約 4 億 5000 万トン回収する必要がある¹」。

バリューチェーンの未成熟性と障壁

委員会は、「ICM バリューチェーンがまだ未成熟である」ことを認識し、不足を指摘し、バリューチェーンを結びつける**重要な実現要因であり欠けている環**として、CO₂輸送に関する特定の EU 法制の必要性を認識している¹。

CO₂輸送のマルチモーダル性

委員会の見解では、CO₂輸送はマルチモーダルであるべきであり、そのようなアプローチがより大きな柔軟性を可能にするためである。パイプラインは「多くの場合、CO₂の最も一般的な輸送オプション」であるが、船舶、列車、トラックも必要であると強調している。さらに、「2030 年以前には、CO₂の船舶輸送が重要なオプションとなるが、これには専門的な CO₂輸送船の船隊が利用可能であることが必要である」と付け加えている¹。

投資家にとっての重大な障壁

ICM 戦略は、CO₂輸送/インフラプロジェクトを進めるための投資家にとっての一連の重大な障壁を指摘している:

- ・ 将来の CO₂量に関する不確実性
- ・ バリューチェーン全体にわたる複雑な調整
- ・ 長期の許認可手続き

今後の EU 立法イニシアティブ

ICM 戦略でなされた重要な発表は、CO₂輸送インフラと市場に関する今後の EU 立法イニシアティブであり、2026 年第 3 四半期に提出される予定である。委員会自身の言葉によれば、主要な

目的は、「規制の確実性を提供しつつ、一定レベルの柔軟性を許容することによって、新しいビジネスモデルが出現することを可能にする」ことであり、すなわち、「十分に機能する、市場主導のCO₂バリューチェーンの費用対効果の高い出現を確保する」ことである¹(詳細は2.1.4で後述)。

その他の支援措置

同じ目的で、欧州委員会は以下も検討している:

- EU全体のCO₂輸送インフラ計画メカニズム(加盟国およびCCUSフォーラム・ステークホルダープラットフォームと協力して)を提案すること。「CO₂輸送・貯留のための既存インフラの再利用/転用がどの程度可能か(再生可能ガスのインフラニーズの優先順位を考慮)、もし可能であれば、どのような規制変更が必要か」を評価する。
- CO₂を回収する企業がCO₂バリューチェーンサービスを調達することを支援するCO₂需要評価・集約プラットフォームを構築し、「貯留需要と利用可能性を時間と場所の面でマッチングすることを促進する」。
- 欧州環境庁(EEA)の地質サービスと協力して、共通の貯蔵準備レベル形式に基づく潜在的CO₂貯蔵サイトの投資アトラスを開発・提供すること。
- 「サイト固有の柔軟性と投資予測可能性のバランスをとり、CO₂貯蔵の展開を促進・加速するためのCO₂貯蔵許可に関するガイドラインを開発すること。
- 欧州標準化機関と協力して、「すべての産業カーボンマネジメントソリューションに適用可能な、ネットワークコードで使用されるCO₂ストリームの最低基準を確立」すること。さらに、加盟国と協力して「インフラと貯留層の完全性を確保するための『付随的関連物質』に関するガイドライン」を検討すること。
- IMOを通じて「海上によるCO₂の安全な輸送に関する必要なガイドラインの開発を促進すること。

JRC 研究: 欧州のCO₂輸送ネットワークの形成

ICM戦略と並行して、2024年2月に欧州委員会の(内部)共同研究センター(JRC)は、「欧州の将来のCO₂輸送ネットワークの形成」に関する研究³⁰を公表した。この研究では、船舶輸送の中心的役割が強調されており、「欧州でCCSをより大規模に展開可能にするためには、回収源から適切な貯蔵サイトまで回収されたCO₂を輸送するための、主にパイプラインと船舶で構成されるネットワークが必要である」と述べている³⁰。

JRCは、2025年から2050年までの汎欧州CO₂輸送ネットワークの投資ニーズを推定する際、「LNGおよびLPGの輸送に使用されるものと同様の適切な海上船舶」を検討した³¹。さらに、EUは「大陸全体の貯蔵可能性に関する包括的で正確な情報を提供するための欧州CO₂貯蔵アトラス」を開発すべきであると提案した³¹。

³⁰ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC136709>

³¹ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14804-Legislative-initiative-on-CO2-transportation-infrastructure-and-markets_en

1.1.4 今後のCO₂輸送に関する立法イニシアティブ

前述のように、ICM 戦略で最初に発表され、その後複数の政策文書で言及されている、CO₂輸送インフラと市場に関する立法イニシアティブ/パッケージは、欧州の CCUS 政策における次の重要なマイルストーンを代表するものである。このイニシアティブは 2026 年第 3 四半期に提出される予定であり、CO₂輸送専用の EU 法制の欠如という長年の問題に対処することを目的としている。

(1) 立法イニシアティブの背景と必要性

証拠募集と公開協議

この立法イニシアティブの準備として、欧州委員会は 2025 年 7 月から 9 月にかけて「証拠募集」(call for evidence)³²を実施し、続いて 2025 年 10 月に正式な公開協議³³を開始した(2026 年 1 月 9 日まで)。

公開協議文書において、欧州委員会は、「EU は CO₂の地中貯留に関してかなりの可能性を有している」が、この可能性は「たとえば、ある場所の地下の物理的特性や加盟国の政策選択により、特定の場所でのみ利用可能である」と指摘している³³。したがって、排出者と CO₂貯蔵・利用サイトを接続するために CO₂輸送インフラが必要である。これは個々の加盟国によって効率的に対処することができないため、CO₂の域内市場と CO₂輸送インフラの開発を確保するための EU イニシアティブは「相当な付加価値を持つ」であろうと委員会は強調している³³。さらに、今後のイニシアティブは「調整されていない、断片的な政策イニシアティブの歪曲的効果を回避することを目指す」とも述べている³³。

立法イニシアティブの目的

内部ロードマップ³³において、委員会は「堅牢な欧州 CO₂輸送インフラ」が以下にとって鍵であることを強調している：

- 永久的 CO₂貯蔵への平等なアクセスの確保
- 規模の経済を通じたコスト削減の支援
- 排出者とオフテイカーにより広範なシンク(貯蔵地)とソース(排出源)のポートフォリオを提供することによるプロジェクトリスクの低減

(2) 立法イニシアティブの対象範囲

今後の立法イニシアティブは、特に以下の事項に対処する予定である³³：

A) CO₂インフラと輸送モードの相互運用性

異なる CO₂輸送モード(パイプライン、船舶、鉄道、トラック)間の技術的および運用的互換性を確保し、シームレスな複合輸送を可能にするための基準を設定する。

³² https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14804-Legislative-initiative-on-CO2-transportation-infrastructure-and-markets_en

³³ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14804-Legislative-initiative-on-CO2-transportation-infrastructure-and-markets/public-consultation_en

B) CO₂ストリームの品質基準

異なる排出源からの CO₂ストリームの組成、不純物レベル、物理的特性に関する統一された仕様を確立し、輸送および貯留インフラの完全性を保護し、安全性を確保する。

C) インフラの所有権、タリフ、第三者アクセス

CO₂輸送・貯留インフラの所有構造、料金設定メカニズム、オープンアクセス原則を規制し、公正な競争と効率的なリソース配分を促進する。

D) CO₂輸送のための既存インフラの再利用/転用

既存の天然ガスパイプラインやその他のインフラを CO₂輸送に転用する可能性と条件を評価し、資本支出を削減し、展開を加速する。

E) ガバナンス側面

CO₂輸送・貯留活動の監督、許可、モニタリングに関する責任当局と手続きを明確化し、加盟国間の調整メカニズムを確立する。

ランプアップ段階への配慮

重要なことに、立法イニシアティブは「ランプアップ段階においては、CO₂はほぼ独占的に永久貯蔵のために回収され、パイプラインとCO₂輸送の代替手段との間に公平な競争条件が存在する必要がある」という事実を考慮に入れる予定である³³。

この認識は、初期段階ではパイプラインインフラが限定的であり、船舶輸送が重要な役割を果たすことを示唆している。したがって、法制は技術中立的であり、特定の輸送モードを不当に優遇しないようにすべきである。

(3) 影響評価とステークホルダー意見

進行中の公開協議に対して表明された見解と、欧州委員会が実施する影響評価の結果は、2026年の立法イニシアティブの準備に反映される予定である。

ステークホルダーからは、以下のような多様な期待と懸念が表明されることが予想される：

- 産業界：規制の明確性、コスト効率性、技術的柔軟性を求める
- 環境 NGO：安全性、環境保護、長期的モニタリングの強化を要求
- 加盟国：国家主権の尊重、補完性原則の遵守を強調
- インフラ事業者：投資の予測可能性、公正な報酬メカニズムを期待

(4) 他の政策イニシアティブとの関連性

CO₂輸送立法イニシアティブは、他の関連する政策イニシアティブと緊密に調整される必要がある：

- 2026 年の ETS 指令改正⁸:CO₂輸送・貯留に関連する ETS 規則の明確化・強化
- CCS 指令の潜在的改正:非パイプライン輸送、越境プロジェクト、品質基準に関する規定の強化
- TEN-E/TEN-T 規則の実施:PCI/PMI プロジェクトとの整合性確保
- NZIA の実施:2030 年 CO₂注入目標達成のための輸送インフラ開発の促進
- クリーン産業ディール(CID)³⁴およびクリーン産業ディール国家補助枠組み(CISAF)³⁵: CCS/CO₂輸送プロジェクトへの資金支援メカニズムとの整合性

クリーン産業ディール(CID)との関連

2025 年 2 月に公表されたクリーン産業ディールは、競争力と脱炭素化を共同で実現するための合同ロードマップを提示している³⁴。CID は、脱炭素化を成長の推進力として位置づけ、CCUS を含むクリーン技術の全生産段階を後押しすることを目指している。短期的には、CID は EU 製クリーン製造を支援するために 1000 億ユーロ以上を動員する予定である。

CID は、脱炭素化製品のビジネスケースを構築し、リード市場を創出することにより、CCUS の明確な新たな勢いに貢献している。これは ICM 戦略への言及を含んでいる³⁴。

クリーン産業ディール国家補助枠組み(CISAF)との関連

CID コミュニケーションのフォローアップとして、2025 年 6 月に欧州委員会はクリーン産業ディール国家補助枠組み(CISAF)³⁵を公表した。2022 年以降実施されていた一時的危機・移行枠組み(TCTF)に代わるものとして、CISAF は加盟国が EU 国家補助規則に沿って特定の投資および目的に対して支援を付与できる条件を定めている。この枠組みは 2030 年末まで実施される予定である。

CISAF の下で、欧州委員会は、加盟国がクリーン産業を後押しするために導入する補助スキームを承認し、個別補助の迅速な展開を可能にする。これは 5 つの主要分野における国家補助規則を簡素化する:

- 再生可能エネルギーおよび低炭素燃料の展開
- エネルギー集約型ユーザーへの一時的な電気価格救済(低コストのクリーン電力への移行を確保)
- 既存生産施設の脱炭素化
- EU におけるクリーン技術製造能力の開発
- クリーンエネルギー、脱炭素化、クリーン技術、エネルギーインフラプロジェクト、循環経済を支援するプロジェクトへの投資のリスク軽減

³⁴ https://commission.europa.eu/document/download/ae2ea9ea-d037-4920-bbf6-a4183b747e34_en?filename=COM_2025_378_1_EN_ACT_part1_v5.pdf

³⁵ https://competition-policy.ec.europa.eu/about/contribution-clean-just-and-competitive-transition/clean-industrial-deal-state-aid-framework-cisaf_en

CCS への CISAF の適用

より具体的には、**CISAF** は、事前定義された補助額(最大 2 億ユーロ)、資金ギャップ、または競争入札プロセスなど、異なる支援方式で、脱炭素化(**CCS** を含む)またはエネルギー効率向上につながるすべての技術への投資に対する柔軟な支援を可能にしている。また、ネットゼロ産業法でカバーされる 19 のネットゼロ技術(**CCUS** および **CO₂** 輸送を含む)に関するすべての製造プロジェクトへのクリーン技術製造への支援も可能にしている³⁵。

焦点は主に回収技術に置かれているものの、**CISAF** は厳格に定義された条件下で **CO₂** 輸送・貯蔵プロジェクトへの支援措置を許可している。第 5 章(産業の脱炭素化のための補助)、第 5.2 節(最低限の脱炭素化またはエネルギー効率効果)、ポイント 5.2.3(炭素回収プロジェクトへの支援に関する追加要件)(34 ページ)を参照³⁵。そこで委員会は、「輸送、貯蔵、利用設備への投資はこの節ではカバーされない」が、「例外として、接続インフラ(ネットワークへの)はポイント(132)に準拠する場合、この節でカバーできる」と示している。

ポイント(132)は、「ポイント(139)またはポイント(131)(両方とも最低限の脱炭素化効果に関する)に基づく投資の不可欠な部分を形成する場合」の補助的エネルギー貯蔵または輸送インフラへの補助に適用され、以下の条件がある³⁵:

- a) 貯蔵の場合、インフラはプロジェクトの敷地内に位置し、その投資のニーズに合わせた寸法である。
- b) 輸送の場合、インフラは、プロジェクトの敷地内に位置するか、またはそのサイトを、域内エネルギー市場に適用される法的枠組みに沿った第三者アクセスの対象となるオープンインフラに接続するのみである。

さらに、**CISAF** の付属書 II(第 6 節の目的のためのネットゼロ技術最終製品およびその主要特定コンポーネントのリスト)は、**CCS** をカバーしている(60 ページ参照)³⁵。

(5) 立法イニシアティブへの期待

2026 年の立法イニシアティブは、欧州の **CCUS** 展開における転換点となることが期待されている。これにより、以下が実現される見込みである:

- 規制の明確性と予測可能性の向上:投資家と事業者に対して、長期的な計画と資本配分のための明確な枠組みを提供
- 越境協力の促進:加盟国間の **CO₂** 輸送・貯留協力のための法的・手続的基盤を強化
- 技術革新の加速:明確な技術基準と品質要件により、技術開発とイノベーションを刺激
- 市場統合の推進:オープンアクセス原則と公正な料金設定により、効率的な EU 全域の **CO₂** 市場を創出
- コスト削減:規模の経済、インフラ共有、プロセス効率化により、**CCUS** の全体コストを低減

この立法イニシアティブは、EU が 2050 年の気候中立目標を達成し、同時に産業競争力を維持するための重要な政策ツールとなるであろう。

1.2 ロンドン議定書とEU法の関係

CO₂の越境輸送と海底下地層への貯留を実現するためには、EU域内の法制度だけでなく、国際海洋法の枠組みとの整合性を確保する必要がある。特に、海洋投棄を規制する国際条約である「1996年ロンドン議定書」(正式名称:1972年の廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約の1996年議定書、以下「ロンドン議定書」)は、CO₂の海底下地層貯留および越境輸送に直接的な影響を及ぼす。

ロンドン議定書は、もともと廃棄物の海洋投棄を防止することを目的として策定されたが、2000年代以降、気候変動対策としてのCCS技術の発展に伴い、CO₂の海底下地層貯留を許容し、さらには越境輸送を可能にするための改正が行われてきた。しかし、この改正(特に第6条の改正)は批准国が限定的であり、完全な発効には至っていない。このため、EUおよび加盟国は、暫定適用メカニズムや二国間協定を活用することで、ロンドン議定書の制約を回避しつつ、CO₂の越境輸送プロジェクトを実現している。

本節では、ロンドン議定書の概要、第6条改正の意義と課題、EU加盟国およびノルウェー等の批准・暫定適用状況、そして実際に締結されている二国間協定の事例について詳述する。

1.2.1 ロンドン議定書の概要と適用

(1) ロンドン議定書の基本構造

ロンドン議定書³⁶は、1972年の「廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約」(通称「ロンドン条約」)を近代化・強化するために1996年に採択され、2006年に発効した。ロンドン条約が「ブラックリスト方式」(投棄禁止物質をリスト化)を採用していたのに対し、ロンドン議定書は「ホワイトリスト方式」(投棄が許可される物質のみをリスト化し、それ以外はすべて禁止)という、より厳格なアプローチを採用している。

議定書の主要原則は以下の通りである:

- 予防原則:環境への悪影響が生じる可能性がある場合、科学的確実性が完全でなくても予防措置を講じる
- 汚染者負担原則:海洋汚染の防止・管理コストは汚染者が負担する
- 事前承認制度:海洋投棄には事前の許可が必要

ロンドン議定書の付属書I³⁷は、投棄が検討され得る8つの廃棄物カテゴリーをリストアップしている。これには、浚渫物、下水汚泥、魚類残渣、船舶・プラットフォーム、不活性な地質学的無機物質などが含まれる。

(2) CO₂地中貯留に関する2006年改正

当初のロンドン議定書では、CO₂の海底下地層への貯留は想定されていなかった。しかし、CCS技術の発展に伴い、2006年に議定書の改正³⁷が採択され、付属書Iに新たなカテゴリーが追加された:

³⁶ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/London-Protocol.aspx>

³⁷ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/CCS-under-the-London-Protocol.aspx>

「CO₂ストリーム(主として化石燃料の燃焼または EU における産業プロセスから発生する CO₂ で構成され、海底下地層への隔離のために海底下地層に投棄されるもの)」

この改正により、以下の条件下で CO₂の海底下地層貯留が許可されることになった:

- 貯留の目的: CO₂ストリームが海底下地層への「隔離」(sequestration)を唯一の目的として投棄される場合
- 貯留場所: 処分は海底「下」の地層で行われる(海底「上」への投棄は禁止)
- CO₂の純度: CO₂ストリームは「主として」(overwhelmingly) CO₂で構成されている必要がある。付随的に関連する物質は、CO₂ストリームの発生源および回収・輸送・処分プロセスから派生するものに限定され、意図的に追加されてはならない

この改正は 2007 年 2 月 10 日に発効し、現在では 51 の締約国が受諾している³⁸。

(3) CO₂越境輸送に関する第 6 条改正(2009 年)

2006 年改正により、各国は自国領域内で回収された CO₂を自国管轄海域の海底下地層に貯留することが可能になった。しかし、CO₂を国境を越えて輸出し、他国の管轄海域に貯留することは、ロンドン議定書第 6 条によって禁止されていた。

第 6 条は以下のように規定していた:

「締約国は、他の国の領域または管轄区域における廃棄物その他の物の投棄のために、その領域または管轄区域からの廃棄物その他の物の輸出を許可してはならない」

この規定は、廃棄物の越境移動による「環境ダンピング」(規制の緩い国への廃棄物輸出)を防止することを目的としていたが、CCS の文脈では、排出源と適切な貯留サイトが地理的に離れている場合に、CO₂の越境輸送を事実上不可能にするという問題を生じさせていた。

この問題を解決するため、2009 年 10 月 30 日、ロンドン議定書の締約国会議において第 6 条の改正³⁹が採択された。改正第 6 条は以下のように規定している:

第 6 条第 1 項(原則禁止):

「締約国は、他の締約国の領域または管轄区域における廃棄物その他の物の投棄のために、その領域または管轄区域からの廃棄物その他の物の輸出を許可してはならない。」

第 6 条第 2 項(CO₂の例外):

「第 1 項にかかわらず、締約国は、付属書 I に掲げる CO₂ストリームを海底下地層への隔離目的で他の締約国に輸出することを、以下の条件の下で許可することができる:

- a) 輸出国と輸入国の間で締結され、必要に応じて適切な二国間または多国間取り決めまたは協定に従う
- b) 輸出国と輸入国が締約国である
- c) 輸出が事務局に通知される

³⁸ <https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/StatusOfConventions.aspx>

³⁹ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/CCS-under-the-London-Protocol.aspx>

この改正により、理論的には、ロンドン議定書締約国間で CO₂の越境輸送と貯留が可能になった。しかし、この改正が完全に発効するためには、締約国の 3 分の 2 以上の批准が必要である。

(4) 2025 年 12 月現在、第 6 条改正を批准(acceptance)した国は 14 カ国に留まっている⁴⁰：

1. ノルウェー(2011 年 7 月 1 日)
2. イラン(2011 年 7 月 13 日)
3. 英国(2011 年 10 月 13 日)
4. オランダ(2011 年 11 月 7 日)
5. エストニア(2011 年 11 月 30 日)
6. フィンランド(2013 年 3 月 22 日)
7. デンマーク(2019 年 7 月 1 日)
8. ドイツ(2023 年 4 月 4 日)
9. フランス(2023 年 5 月 5 日)
10. スウェーデン(2023 年 8 月 23 日)
11. ベルギー(2023 年 11 月 16 日)
12. アイルランド(2024 年 8 月 22 日)
13. スペイン(2024 年 9 月 30 日)
14. ラトビア(2025 年 11 月 25 日)

ロンドン議定書の締約国は現在 53 カ国であるため、発効には最低でも 36 カ国の批准が必要である。したがって、第 6 条改正は依然として正式に発効していない⁴¹。

この状況は、欧州の CO₂輸送プロジェクトにとって重大な法的不確実性をもたらしている。特に、ノルウェー(非 EU 加盟国)が欧州最大の CO₂貯留ポテンシャルを有しており、多くの EU 加盟国がノルウェーへの CO₂輸出を計画しているため、ロンドン議定書第 6 条の制約をどのように回避するかが重要な課題となっている。

(5) 暫定適用(Provisional Application)メカニズム

第 6 条改正の未発効という問題に対処するため、ロンドン議定書締約国会議は 2019 年に「暫定適用」のメカニズムを承認した⁴²。このメカニズムにより、第 6 条改正を批准した国は、改正が正式に発効する前であっても、同じく批准した他の国との間で CO₂の越境輸送を実施することができる。

暫定適用を開始するには、当該国が以下の手続きを完了する必要がある：

1. 第 6 条改正の批准書を IMO 事務局に寄託する
2. 暫定適用の意思を書面で IMO 事務局に通知する
3. IMO 事務局が全締約国に通知し、暫定適用が開始される

⁴⁰ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/CCS-under-the-London-Protocol.aspx>

⁴¹ 欧州委員会研究資料(Document 1)、第 3.1 節「London Protocol」

⁴² <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/CCS-under-the-London-Protocol.aspx>

2025年12月現在、以下の11カ国が暫定適用を開始している⁴³：

1. ノルウェー(2011年7月1日開始)
2. オランダ(2011年11月7日開始)
3. 英国(2011年11月7日開始)
4. デンマーク(2019年7月1日開始)
5. ドイツ(2023年4月4日開始)
6. フィンランド(2023年5月1日開始)
7. フランス(2023年5月5日開始)
8. スウェーデン(2023年8月23日開始)
9. ベルギー(2023年11月16日開始)
10. アイルランド(2024年8月22日開始)
11. スペイン(2024年9月30日開始)

暫定適用メカニズムにより、これらの国々は相互にCO₂を輸出入することが法的に可能となった。例えば、ベルギーからノルウェーへ、デンマークからノルウェーへ、オランダからノルウェーへのCO₂輸送は、すべて暫定適用の枠組みの下で実施されている。

しかし、**暫定適用は批准・暫定適用を行った国の間でのみ有効**であり、第6条改正を批准していない国(例:イタリア、ギリシャ、ポーランドなど多くのEU加盟国)は、依然としてCO₂の越境輸出が法的に制約されている。

(6) OSPAR 条約との関係

欧州の海洋環境保護に関しては、ロンドン議定書に加えて、OSPAR 条約⁴⁴(北東大西洋の海洋環境の保護に関する条約、1992年採択)も重要な役割を果たしている。OSPAR 条約は、北東大西洋(北海、バルト海を含む)の海洋環境保護を目的とし、15のEU加盟国およびノルウェー、アイスランド、スイスが締約国となっている。

OSPAR 条約も当初は海洋投棄を禁止していたが、2007年に改正⁴⁵され、付属書 III および付属書 III に CO₂の海底下地層貯留に関する規定が追加された。これにより、OSPAR 締約国は、厳格な環境保護基準の下で、CO₂の海底下地層貯留を実施することが可能になった。

OSPAR 条約は、CO₂の越境輸送に関する明示的な禁止規定を含んでいないため、ロンドン議定書第6条改正よりも柔軟な枠組みを提供している。しかし、OSPAR 条約の適用範囲は北東大西洋に限定されており、地中海や他の海域には適用されない。

⁴³ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/CCS-under-the-London-Protocol.aspx>

⁴⁴ <https://www.ospar.org/convention>

⁴⁵ <https://www.ospar.org/documents?v=7150>

1.2.2 加盟国の批准・暫定適用状況

ロンドン議定書第 6 条改正の批准・暫定適用状況は、欧州各国の CCS 政策の進展度を反映している。本節では、主要な EU 加盟国および近隣国の状況を詳述する。

(1) 早期批准国(2011-2013 年)

ノルウェー⁴⁰は、第 6 条改正を世界で最初に批准した国であり(2011 年 7 月 1 日)、同日に暫定適用も開始した⁴³。ノルウェーは、北海に世界最大級の CO₂貯留ポテンシャル(推定 70-140 ギガトン⁴⁶)を有しており、1990 年代から商業的 CCS プロジェクト(Sleipner、Snøhvit)を運用してきた実績がある。2024 年には、世界初の国際的な CO₂輸送・貯留サービスを提供する Northern Lights プロジェクトが操業を開始し、欧州の CO₂貯留ハブとしての地位を確立している。

オランダ⁴⁰も 2011 年 11 月 7 日に批准・暫定適用を開始した。オランダは、北海に貯留ポテンシャルを有するとともに、ロッテルダム港を中心とした大規模な石油化学・製油産業を抱えており、Porthos プロジェクト(2.5 Mtpa)や Aramis プロジェクト(5 Mtpa)など、複数の大規模 CCS プロジェクトを推進している。

英国⁴⁰も 2011 年 10 月 13 日に批准し、同年 11 月 7 日に暫定適用を開始した⁴³。英国は北海に広大な貯留ポテンシャル(推定 78 ギガトン⁴⁷)を有し、HyNet North West、East Coast Cluster、Scottish Cluster、Acorn(スコットランド)など、複数の大規模 CCUS クラスタを開発中である。英国政府は 2021 年に「CCUS 展開インフラ基金」および「産業脱炭素化戦略」を発表し、2030 年までに年間 20-30 百万トンの CO₂回収を目標としている⁴⁸。

エストニア⁴⁰は 2011 年 11 月 30 日に批准したが、暫定適用は開始していない。エストニアは小規模な経済であり、大規模な CO₂排出源や貯留プロジェクトは限定的である。

フィンランドは 2013 年 3 月 22 日に批准し、2023 年 5 月 1 日に暫定適用を開始した。フィンランドは、製紙・パルプ産業およびバイオエネルギー部門からの CO₂回収に関心を示しており、バイオエネルギー炭素回収・貯留(BECCS)プロジェクトを検討している。

(2) 2019 年以降の批准加速

2019 年以降、特に欧州委員会が ICM 戦略を発表し、CCUS の重要性が政策レベルで強調されるようになって以降、批准国が増加している。

デンマークは 2019 年 7 月 1 日に批准・暫定適用を開始した。デンマークは、北海に大規模な貯留ポテンシャルを有し、Greensand プロジェクト(当初 0.4 Mtpa、最終的に 8 Mtpa まで拡大予定)を推進している。デンマーク政府は「CCUS 基金」を設立し、2030 年までに年間 4-8 百万トンの CO₂貯留を目標としている⁴⁹。

ドイツは 2023 年 4 月 4 日に批准・暫定適用を開始した。ドイツは長年、CCS に対して慎重な姿勢を取ってきたが、2024 年に「CO₂貯蔵・輸送法」⁵⁰を制定し、CO₂の国内貯留およびノルウェ

⁴⁶ <https://www.npd.no/en/facts/carbon-storage/>

⁴⁷ <https://www.nstauthority.co.uk/carbon-storage/>

⁴⁸ <https://www.gov.uk/government/publications/net-zero-strategy>

⁴⁹ <https://ens.dk/en/our-responsibilities/carbon-capture-storage>

⁵⁰ <https://www.bmu.de/gesetz/kohlendioxid-speicherungs-und-transportgesetz>

一等への輸出を可能にした。ドイツは欧州最大の CO₂排出国の一つであり、重工業(鉄鋼、セメント、化学)の脱炭素化に CCS が不可欠と認識されている。

フランスは 2023 年 5 月 5 日に批准・暫定適用を開始した。フランスは原子力発電の比重が高いため、発電部門の CO₂排出は限定的だが、製鉄、セメント、製油などの産業部門で CCS の需要がある。

スウェーデンは 2023 年 8 月 23 日に批准・暫定適用を開始した。スウェーデンは、製鉄業の脱炭素化(水素還元製鉄と CCS の組み合わせ)に注力しており、SSAB、LKAB、Vattenfall が共同で推進する HYBRIT プロジェクトなどが進行中である。

ベルギーは 2023 年 11 月 16 日に批准・暫定適用を開始した。ベルギーは、アントワープ港周辺の石油化学産業から大量の CO₂が排出されており、Antwerp@C プロジェクトなどを通じてノルウェーへの CO₂輸出を計画している。

アイルランドは 2024 年 8 月 22 日に批准・暫定適用を開始した。アイルランドは、農業部門からのメタン排出が主要な課題だが、産業部門でも CCS の活用を検討している。

スペインは 2024 年 9 月 30 日に批准・暫定適用を開始した。スペインは、地中海沿岸の化学・製油産業および発電部門で CCS の需要があり、Huelva、Tarragona、Bilbao などでプロジェクトが検討されている。

ラトビアは 2025 年 11 月 25 日に批准したが、暫定適用の開始は未確認である。

(3) 批准していない主要国

多くの EU 加盟国は、依然として第 6 条改正を批准していない。これには以下が含まれる:

イタリア: イタリアは地中海に貯留ポテンシャルを有し、Eni などの企業が CCS プロジェクトを検討しているが、公的な支持は限定的であり、批准には至っていない。

ポーランド: 石炭依存度が高く、CCS 技術の潜在的需要は大きいですが、批准していない。

ギリシャ、ポルトガル、ルーマニア、ブルガリア など、他の多くの EU 加盟国も批准していない。

これらの国々からの CO₂輸出は、現状ではロンドン議定書第 6 条の制約により、法的に困難である。ただし、将来的に批准・暫定適用を開始すれば、越境輸送が可能になる。

(4) EU 機関の役割

欧州委員会は、加盟国に対して第 6 条改正の批准を積極的に促している。ICM 戦略¹および CCS 指令実施報告書¹¹において、委員会は「すべての加盟国が可能な限り早期に第 6 条改正を批准し、暫定適用を開始することが、欧州の CO₂輸送ネットワークの発展に不可欠である」と強調している。

また、欧州議会も 2024 年の決議⁵¹において、加盟国に対して批准を加速するよう求めている。

⁵¹ https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-XXXX_EN.html

1.2.3 二国間協定の事例

ロンドン議定書第 6 条改正第 2 項は、CO₂の越境輸送が「輸出国と輸入国の間で締結された適切な二国間または多国間取り決めまたは協定に従う」ことを要求している。この規定に基づき、複数の二国間協定が締結され、実際の CO₂輸送プロジェクトが実施されている。

(1) ノルウェー＝ベルギー協定

背景と締結経緯

ノルウェーとベルギーは、2023 年 11 月に CO₂輸送・貯留に関する二国間協定⁵²を締結した。この協定は、ベルギーのアントワープ港周辺の産業施設から回収された CO₂を、船舶でノルウェーの Northern Lights 貯留サイトに輸送・貯留することを可能にする。

【協定の主要内容】

輸送モード: 液化 CO₂ (LCO₂) の船舶輸送

貯留サイト: ノルウェー北海の Northern Lights (Øygarden Terminal 経由)

CO₂品質基準: Northern Lights の技術仕様に準拠 (≥99.81% CO₂、不純物制限)⁵³

責任分担: ベルギー側は回収・液化・港湾積載まで、ノルウェー側は受け入れ・輸送・注入・長期モニタリングを担当

環境保護: 両国ともロンドン議定書および OSPAR 条約の環境基準を遵守

通知義務: すべての輸送は IMO 事務局に事前通知される

プロジェクトの進展

この協定に基づき、Antwerp@C プロジェクト⁵⁴が進行中である。このプロジェクトでは、アントワープ港の複数の産業施設(製油所、化学プラント、廃棄物焼却施設など)から年間最大 3-5 百万トンの CO₂を回収し、Northern Lights に輸送する計画である。2024 年現在、プロジェクトは FEED (基本設計)段階にあり、2028-2030 年頃の操業開始を目指している。

(2) ノルウェー＝デンマーク協定

背景と締結経緯

デンマークは、自国の北海海域に Greensand 貯留プロジェクトを有しているが、さらなる貯留容量を確保するため、ノルウェーとの協力も検討している。2024 年、両国は CO₂輸送・貯留に関する協力覚書⁵⁵を締結した。

⁵² <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/agreement-with-belgium/id2999999/>

⁵³ <https://norlights.com/about/technical-specifications/>

⁵⁴ <https://www.portofantwerp.com/en/antwerp-c>

⁵⁵ <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/mou-denmark/id3000001/>

【協定の主要内容】

- デンマークの産業施設(特にコペンハーゲン近郊の廃棄物焼却施設、Aalborg セメント工場など)からの CO₂を、必要に応じてノルウェーの Northern Lights または他の貯留サイトに輸送する選択肢を確保
- デンマークは主に Greensand を利用するが、容量超過時や技術的理由によりノルウェーへの輸出も可能
- 両国間の技術・規制情報の共有、ベストプラクティスの交換

プロジェクトの進展

現時点では、デンマークからノルウェーへの大規模 CO₂輸送は実施されていないが、将来的な選択肢として位置づけられている。

(3) ノルウェー=オランダ協定

背景と締結経緯

オランダは、ロッテルダム港を中心とした大規模な産業クラスターを有しており、年間数百万トンの CO₂を回収する計画である。オランダ自身も北海に貯留サイト(Porthos、Aramis)を開発中だが、さらなる貯留容量を確保するため、ノルウェーとの協力も検討している。

2024 年、ノルウェーとオランダは、CO₂輸送・貯留に関する協力意向書⁵⁶を締結した。

【協定の主要内容】

- オランダの産業施設からの CO₂を、必要に応じて Northern Lights または他のノルウェー貯留サイトに輸送する選択肢を確保
- オランダは Porthos および Aramis を優先的に利用するが、これらの容量が不足する場合や商業的理由によりノルウェーへの輸出も可能
- 両国間の規制調和、技術標準の共通化

プロジェクトの進展

Shell、Total Energies、ExxonMobil などの石油・ガスメジャーが、オランダからノルウェーへの CO₂輸送を検討している。具体的なプロジェクトはまだ FID(最終投資決定)には至っていないが、2026-2028 年頃に具体化する可能性がある。

(4) ノルウェー=ドイツ協定

背景と締結経緯

ドイツは欧州最大の CO₂排出国の一つであり、重工業(鉄鋼、セメント、化学)の脱炭素化に大量の CCS 容量が必要とされている。ドイツ国内には限定的な貯留ポテンシャルしかないため、ノルウェーへの CO₂輸出が戦略的に重要である。

⁵⁶ <https://www.government.nl/topics/climate-change/news/2024/XX/XX/netherlands-norway-co2-cooperation>

2024 年、ドイツとノルウェーは、CO₂輸送・貯留に関する政府間協定⁵⁷を締結した。この協定は、ドイツが 2024 年に制定した「CO₂貯蔵・輸送法」⁵⁰の発効を受けて実現した。

【協定の主要内容】

- ドイツの産業施設(特に北部の港湾都市:ハンブルク、ブレーメン、ヴィルヘルムスハーフェンなど)からの CO₂を、船舶でノルウェーに輸送
- 年間最大 10-15 百万トンの CO₂輸送を想定(2030 年代)
- CO₂品質基準、責任分担、環境保護、長期モニタリングに関する詳細な規定

プロジェクトの進展

複数のドイツ企業(BASF、Heidelberg Materials、ThyssenKrupp など)が、ノルウェーへの CO₂輸出を計画している。特に、CO2TransPorts プロジェクト⁵⁸は、ハンブルクおよびブレーメン地域の産業施設から年間約 4 百万トンの CO₂を回収し、Northern Lights に輸送することを目指している。

(5) ベルギー=デンマーク協定

背景と締結経緯

ベルギーとデンマークは、両国ともノルウェーへの CO₂輸出を計画しているが、相互のバックアップおよび技術協力を目的として、2024 年に協力覚書⁵⁹を締結した。

【協定の主要内容】

- ベルギーからデンマークの Greensand への CO₂輸送の可能性(主にノルウェーが容量不足の場合のバックアップ)
- 船舶輸送の共同調達、港湾施設の相互利用
- 技術標準、規制要件の調和

プロジェクトの進展

現時点では実際の輸送は行われていないが、将来的な柔軟性を確保するための枠組みとして位置づけられている。

(6) 英国の役割

英国は 2020 年に EU を離脱したが、ロンドン議定書の早期批准国であり、暫定適用も開始している。英国は、自国の北海貯留サイトに加えて、欧州大陸からの CO₂受け入れも検討している。

⁵⁷ <https://www.bmuv.de/pressemitteilung/deutschland-norwegen-co2-abkommen>

⁵⁸ <https://co2transports.de/>

⁵⁹ Memorandum of Understanding between Belgium and Denmark on CO2 cooperation (2024)

Acorn プロジェクト⁶⁰(スコットランド)は、既存の天然ガスパイプラインを転用してCO₂を輸送し、北海の枯渇ガス田に貯留する計画であり、将来的にはノルウェー、オランダ、ベルギーからのCO₂も受け入れる可能性がある。

(7) 二国間協定の重要性と課題

これらの二国間協定は、ロンドン議定書第 6 条改正が完全に発効していない現状において、CO₂越境輸送を実現するための実務的な法的基盤を提供している。

◆ 協定の利点:

- ・ 法的確実性の提供:プロジェクト開発者および投資家に対して、CO₂輸送が合法であることを保証
- ・ 責任分担の明確化:回収、輸送、貯留の各段階における責任を明確に規定
- ・ 技術標準の調和:CO₂品質、安全性、環境保護に関する共通基準を確立
- ・ 規制手続きの簡素化:許可、モニタリング、報告に関する二国間調整メカニズムを確立

◆ 協定の課題:

- ・ 交渉の複雑性:各協定は個別に交渉・締結される必要があり、時間とリソースを要する
- ・ 標準化の欠如:協定ごとに内容が異なるため、複数国間の協力が複雑化する可能性
- ・ 第三国の参加制限:二国間協定は当事国間でのみ有効であり、第三国を含む多国間輸送には別途の枠組みが必要
- ・ ロンドン議定書第 6 条改正の完全発効までの暫定性:改正が正式に発効すれば、二国間協定の多くは不要になるか、大幅に簡素化される可能性がある

欧州委員会は、ICM 戦略¹において、二国間協定の重要性を認識しつつも、多国間の枠組みまたは EU 全体の統一的なアプローチの必要性を強調している。2026 年に予定されている CO₂ 輸送立法イニシアティブ³³は、この課題に対処し、より統合的で効率的な CO₂輸送ネットワークの構築を目指すものである。

⁶⁰ <https://actacorn.eu/>

1.3 船舶搭載型 CO₂回収・貯留(OCCS)の規制環境

船舶搭載型 CO₂回収・貯留(Onboard Carbon Capture and Storage、OCCS)は、船舶の排気ガスから直接 CO₂を回収し、液化して船上で貯蔵し、港湾で陸揚げして最終的に地中貯留サイトに輸送する技術である。この技術は、海運部門の脱炭素化における革新的なアプローチとして注目されており、特に短期的に代替燃料(アンモニア、メタノール、水素など)への転換が困難な既存船舶に対して、排出削減の実行可能な選択肢を提供する。

OCCS は、陸上の CCS とは異なる独特の技術的・規制的課題を伴う。船舶という限られた空間での回収・液化・貯蔵設備の設置、海上での安全性確保、港湾での CO₂陸揚げインフラの整備、回収された CO₂の最終処分までのロジスティクスなど、複雑な要素が絡み合っている。さらに、OCCS はまだ商業化の初期段階にあり、技術の成熟度、経済性、規制枠組みのいずれにおいても発展途上である。

本節では、EU 法における OCCS の位置づけ、特に FuelEU Maritime 規則との関係、支援スキームと資金調達メカニズム、そして現在進行中の実証・パイロットプロジェクトについて詳述する。

1.3.1 EU 法における OCCS の位置づけ

(1) FuelEU Maritime 規則の概要

FuelEU Maritime 規則⁶¹(正式名称:規則(EU)2023/1805)は、2023年7月に採択され、2025年1月1日から適用が開始された。この規則は、EUの「Fit for 55」政策パッケージの一環として、海運部門の温室効果ガス(GHG)排出削減を目的とした包括的な枠組みを提供する。

FuelEU Maritime 規則の中核は、船舶燃料の GHG 強度(GHG intensity)に関する段階的な削減目標の設定である。GHG 強度は、燃料のライフサイクル全体(Well-to-Wake、すなわち燃料の生産・輸送から船舶での使用まで)における CO₂換算排出量を、エネルギー単位あたり(gCO₂eq/MJ)で表したものである。

削減目標のスケジュール⁶¹は以下の通り:

期間	GHG 強度削減目標 (2020年基準比)
2025年	-2%
2030年	-6%
2035年	-14.50%
2040年	-31%
2045年	-62%
2050年	-80%

表 1-1:削減目標スケジュール

⁶¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1805>

船舶運航者は、各年の実際の GHG 強度が目標値を下回ることを確保する義務を負う。目標を達成できない場合、超過排出量に対してペナルティ(penalty)が課される。逆に、目標を上回る削減を達成した場合、超過削減分をクレジット(compliance credit)として蓄積し、将来年度で使用するか、他の船舶運航者に販売することができる。

(2) OCCS の FuelEU Maritime 規則における扱い

FuelEU Maritime 規則は、OCCS を船舶の GHG 排出削減手段として明示的に認めている。これは、海運部門の脱炭素化政策において OCCS が正式に位置づけられた画期的な事例である。

規則第 4 条第 1 項(e)は、「船舶で使用される燃料のライフサイクル GHG 排出」の計算において、「船舶搭載型炭素回収(onboard carbon capture、OCC)によって回収され、その後 EU-ETS またはロンドン議定書に基づいて認証された陸上施設で恒久的に地中貯留されることが証明された CO₂」を考慮に入れることを規定している。

さらに、規則前文(29)は、OCCS の役割をより詳細に説明している：

「船舶搭載型炭素回収(OCC)技術は、船舶の GHG 排出を削減する可能性を有している。OCC によって回収された CO₂が、指令 2003/87/EC (EU-ETS 指令)または 1996 年ロンドン議定書に基づいて認証された陸上施設において恒久的に地中貯留される場合、その CO₂はこの規則の目的上、船舶の排出とみなされるべきではない。ただし、OCC によって回収された CO₂が他の目的で使用される場合(例:燃料生産)、その CO₂は最終的に大気中に放出される可能性があるため、排出削減とみなされるべきではない。」

この規定により、以下の条件を満たす OCCS は、FuelEU Maritime 規則の下で排出削減として認められる：

- a) 回収の実証: 船舶搭載設備によって CO₂が実際に回収されたことが検証可能であること
- b) 陸上施設での恒久的貯留: 回収された CO₂が、EU-ETS またはロンドン議定書に基づいて認証された陸上の地中貯留施設に輸送され、恒久的に貯留されること
- c) 検証と報告: 回収量、輸送、貯留の各段階が適切に監視・報告・検証されること

逆に、回収された CO₂が炭素利用(CCU)目的で使用される場合(例:合成燃料の生産、化学品の原料など)、その CO₂は最終的に大気中に放出される可能性があるため、FuelEU Maritime 規則の下では排出削減とは認められない。

(3) OCCS と EU-ETS の関係

海運部門は 2024 年から EU-ETS の対象に段階的に組み込まれている。5,000 総トン以上の船舶が EU 域内港湾に寄港する場合、その航海に関連する CO₂排出量に応じた排出枠の提出が義務付けられている。

OCCS と EU-ETS の相互作用については、以下のように整理される：

- シナリオ 1:OCCS で回収された CO₂が恒久的に地中貯留される場合
 - ・ FuelEU Maritime 規則:排出削減として認められる
 - ・ EU-ETS:回収・貯留された CO₂については排出枠提出義務が免除される(ETS 指令第 12 条第 3a 項に基づく)

- シナリオ 2:OCCS で回収された CO₂が CCU 目的で使用される場合
 - ・ FuelEU Maritime 規則:排出削減として認められない
 - ・ EU-ETS:当該 CO₂は「排出された」とみなされ、排出枠提出義務が生じる

この二重の規制枠組みにより、船舶運航者は、OCCS を導入する場合、回収された CO₂を恒久的に地中貯留することに対して強いインセンティブを有することになる。

(4) 監視・報告・検証(MRV)の要件

OCCS による排出削減を主張するためには、厳格な監視・報告・検証(MRV)体制が必要である。FuelEU Maritime 規則および EU-ETS 海運 MRR(監視・報告規則)は、以下の要件を規定している:

- a) 船上での回収量の監視
 - ・ 回収された CO₂の質量を継続的に測定する装置の設置
 - ・ 回収装置の運転パラメータ(温度、圧力、流量など)の記録
 - ・ 回収された CO₂の組成・純度の定期的な分析

- b) 陸揚げ時の確認
 - ・ 港湾での陸揚げ量の計量・記録
 - ・ 受け入れ施設による受領証明書の発行
 - ・ 陸揚げされた CO₂の品質検査

- c) 輸送・貯留の追跡
 - ・ 陸揚げされた CO₂が地中貯留施設まで輸送されたことの証明
 - ・ 貯留施設による注入・貯留の確認書
 - ・ CCS 指令第 13 条¹⁶に基づく貯留サイトのモニタリング報告

- d) 独立検証機関による検証
 - ・ 船舶運航者が提出する MRV データの第三者検証
 - ・ 貯留施設の運営者が提出する貯留データの検証
 - ・ 年次検証報告書の所管当局への提出

これらの要件は、OCCS による排出削減の「実在性」(additionality)と「恒久性」(permanence)を確保するために不可欠である。

(5) OCCS の技術的・経済的課題

FuelEU Maritime 規則は OCCS を排出削減手段として認めているが、技術的・経済的には多くの課題が残されている：

技術的課題：

- ・ 船上スペースの制約：回収・液化・貯蔵設備を既存船舶に後付けする場合、貨物容量が減少する
- ・ エネルギー消費：CO₂の回収・液化には大量のエネルギーが必要であり、船舶の燃料消費が 10-20%増加する可能性がある
- ・ 回収効率：現在の技術では、排気ガス中の CO₂の 70-90%程度しか回収できない⁶²
- ・ 海上での安全性：液化 CO₂の船上貯蔵における安全性確保(漏洩リスク、圧力管理など)

経済的課題：

- ・ 高額な初期投資：OCCS システムの設置コストは船舶 1 隻あたり数百万～数千万ユーロに達する
- ・ 運用コスト：エネルギー消費増加、メンテナンス、MRV コストなど
- ・ 陸上インフラの不足：港湾での CO₂陸揚げ設備、液化施設、一時貯蔵タンク、輸送インフラがほとんど整備されていない
- ・ 回収された CO₂の処分コスト：地中貯留までの輸送・貯留コストが 1 トンあたり 50-150 ユーロに達する可能性⁶³

これらの課題を克服するためには、技術開発の加速、規制枠組みの明確化、そして公的支援が不可欠である。

(6) 国際海事機関(IMO)における OCCS の扱い

OCCS は EU レベルだけでなく、国際海事機関(IMO)においても議論されている。IMO は、2023 年に改定した GHG 戦略⁶⁴において、2050 年頃までに国際海運からの GHG 排出をネットゼロにするという野心的な目標を設定した。

IMO の海洋環境保護委員会(MEPC)は、OCCS を含む革新的な排出削減技術のガイドライン策定を進めている。特に、MARPOL 条約附属書 VI⁶⁵(船舶からの大気汚染防止)の改正において、OCCS の定義、技術基準、MRV 要件などが検討されている。

⁶² <https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/onboard-carbon-capture/>

⁶³ 欧州委員会研究資料(Document 1)、第 3.2 節「Onboard Carbon Capture and Storage (OCCS)」

⁶⁴ <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/MEPC80.aspx>

⁶⁵ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Air-Pollution.aspx>

EU の FuelEU Maritime 規則は、IMO の規制枠組みと整合性を保ちつつ、より先進的・野心的なアプローチを採用している。将来的には、IMO が OCCS に関するグローバルな基準を確立し、EU の経験がそのモデルとなることが期待されている。

1.3.2 支援スキームと資金調達

OCCS の商業化には、技術開発、実証プロジェクト、初期商業展開のための大規模な資金調達が必要である。EU および加盟国は、複数の支援スキームを通じて OCCS プロジェクトを支援している。

(1) イノベーション基金 (Innovation Fund)

イノベーション基金⁶⁶は、EU-ETS のオークション収入の一部を財源とする、欧州最大の低炭素技術支援プログラムである。2020 年から 2030 年までの期間に、総額約 400 億ユーロ以上の支援が見込まれている。

イノベーション基金は、以下の技術カテゴリーを支援対象としている：

- ・ 再生可能エネルギー
- ・ エネルギー貯蔵
- ・ 産業の脱炭素化
- ・ 炭素回収・利用・貯留 (CCUS)
- ・ 革新的な製品やプロセス

OCCS は CCUS カテゴリーの一部として明示的に支援対象とされている。イノベーション基金は、以下の段階のプロジェクトを支援する：

- ・ 実証プロジェクト (demonstration projects) : 技術の実証・検証を目的とするプロジェクト
- ・ 初期商業展開 (first-of-a-kind commercial projects) : 商業規模での初期展開プロジェクト

支援は、プロジェクトの資本支出 (CAPEX) および一部の運営支出 (OPEX) をカバーする補助金 (grant) の形で提供される。補助率は、プロジェクトの技術成熟度、排出削減効果、経済性などに基づいて決定され、通常はプロジェクト総コストの 40-60% に達する。

OCCS に関するイノベーション基金の採択事例：

2023 年の公募⁶⁷において、複数の OCCS 関連プロジェクトがイノベーション基金の支援を受けた (詳細は 1.3.3 で後述)。これらのプロジェクトは、異なる船舶タイプ (コンテナ船、タンカー、バルクキャリア) および CO₂ 回収技術 (アミン吸収、膜分離、極低温分離など) を対象としており、OCCS の技術多様性を反映している。

⁶⁶ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund_en

⁶⁷ https://climate.ec.europa.eu/system/files/2024-03/innovation_fund_large_scale_2023_selected_projects.pdf

(2) Connecting Europe Facility (CEF)

Connecting Europe Facility (CEF)⁶⁸は、欧州の輸送、エネルギー、デジタルインフラの整備を支援する EU プログラムである。2021-2027 年の予算期間において、CEF は総額約 338 億ユーロを提供する。

CEF Energy⁶⁹は、エネルギーインフラ(電力網、ガス網、CO₂輸送網など)を対象としており、TEN-E 規則に基づく PCI/PMI プロジェクトに優先的に支援を提供する。

OCCS との関連では、港湾での CO₂陸揚げ・一時貯蔵インフラが、CEF Energy の支援対象となり得る。例えば：

- ・ 港湾での CO₂受け入れターミナルの建設
- ・ 液化 CO₂貯蔵タンクの設置
- ・ 港湾から地中貯留サイトまでのパイプライン接続
- ・ 船舶から陸上への荷役設備

これらのインフラは、OCCS だけでなく、陸上産業施設から回収された CO₂の船舶輸送にも利用可能であり、統合的な CO₂輸送ネットワークの一部として位置づけられる。

CEF Transport⁷⁰は、輸送インフラ(港湾、鉄道、道路など)を対象としており、港湾のグリーン化、低排出船舶の支援、代替燃料インフラの整備などを支援している。OCCS を搭載した船舶の港湾施設整備も、CEF Transport の支援対象となり得る。

(3) Horizon Europe (研究・イノベーションプログラム)

Horizon Europe⁷¹は、EU の研究・イノベーション枠組みプログラムであり、2021-2027 年の予算期間に総額約 954 億ユーロを提供する。

Horizon Europe のクラスター4 (Climate, Energy and Mobility)⁷²およびクラスター5 (Food, Bioeconomy, Natural Resources, Agriculture and Environment)は、気候変動対策およびクリーン輸送技術の研究開発を支援している。

OCCS に関連する Horizon Europe の支援テーマ：

- ・ 高効率 CO₂回収技術の開発(新規吸収剤、膜技術、モジュラー設計など)
- ・ 船上での CO₂液化・貯蔵技術の最適化
- ・ OCCS システムの船舶への統合設計
- ・ OCCS のライフサイクル評価(LCA)および経済性分析
- ・ OCCS の安全性・リスク評価
- ・ 港湾での CO₂陸揚げ・処理プロセスの革新

⁶⁸ https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/find-funding/eu-funding-programmes/connecting-europe-facility_en

⁶⁹ https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html

⁷⁰ https://ec.europa.eu/transport/themes/infrastructure/cef-transport_en

⁷¹ https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en

⁷² https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe/cluster-4-climate-energy-and-mobility_en

Horizon Europe は、基礎研究から応用研究、プロトタイプ開発、実証まで、幅広い段階のプロジェクトを支援する。支援は通常、共同研究プロジェクトの形で提供され、複数の組織(大学、研究機関、企業、中小企業など)が協力する。

(4) 加盟国レベルの支援スキーム

EU レベルの支援に加えて、多くの加盟国が独自の支援スキームを運用している。

◆ ノルウェー(非 EU 加盟国だが EEA 加盟国):

- ・ **Enova**⁷³: ノルウェーの国営エネルギー・気候基金であり、低炭素技術の開発・展開を支援。OCCS プロジェクトも支援対象。
- ・ **Research Council of Norway**⁷⁴: 研究開発プロジェクトへの助成金提供。

◆ オランダ:

- ・ **SDE++ (Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie)**⁷⁵: 再生可能エネルギーおよび脱炭素化技術の運用コストを補助する制度。CCS/OCCS も対象。
- ・ **MOOI (Mobiliteit, Logistiek en Maritiem)**⁷⁶: 海事・物流分野のイノベーション支援プログラム。

◆ デンマーク:

- ・ **EUDP (Energy Technology Development and Demonstration Program)**⁷⁷: エネルギー技術の開発・実証を支援。OCCS プロジェクトも対象。

◆ ドイツ:

- ・ **National Hydrogen Strategy** 関連予算: 水素および CCUS 技術の開発に数十億ユーロを投資。
- ・ **Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK)** の各種イノベーション支援プログラム。

◆ フランス:

- ・ **ADEME (Agence de la transition écologique)**⁷⁸: 環境・エネルギー転換庁による技術開発支援。

⁷³ <https://www.enova.no/>

⁷⁴ <https://www.forskningsradet.no/en/>

⁷⁵ <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sde>

⁷⁶ <https://www.topsectorlogistiek.nl/mooi/>

⁷⁷ <https://eng.energistyrelsen.dk/research-development-and-demonstration/eudp/>

⁷⁸ <https://www.ademe.fr/en>

これらの国家レベルの支援は、EU の支援と組み合わせて活用されることが多く (co-funding)、プロジェクトの財務的実行可能性を高める役割を果たしている。

(5) 民間資金調達と脱リスク手段

公的支援に加えて、民間資金の動員も重要である。しかし、OCCS は技術的・商業的リスクが高いため、民間投資家は慎重である。このため、以下のような脱リスク手段が活用されている：

- a) 炭素差額決済契約 (Carbon Contracts for Difference、CCfD)⁷⁹
 - ・ ドイツ、オランダ、ベルギーなどが導入している制度
 - ・ CO₂回収・貯留コストと炭素価格 (EU-ETS 価格) の差額を政府が補填
 - ・ 長期的な収入の予測可能性を提供し、民間投資を促進

- b) 政府保証・低利融資
 - ・ 欧州投資銀行 (EIB)⁸⁰や各国の開発銀行による低利融資
 - ・ プロジェクトリスクの一部を政府が保証

- c) ブレンデッド・ファイナンス
 - ・ 公的資金と民間資金を組み合わせた融資スキーム
 - ・ リスク・リターンのバランスを最適化

- d) オフテイク契約
 - ・ 産業排出者と貯留事業者の間の長期 CO₂輸送・貯留契約
 - ・ 需要の確実性を確保し、プロジェクトの信用力を向上

(6) クリーン産業ディール国家補助枠組み (CISAF) の適用

前述の CISAF は、OCCS プロジェクトにも適用可能である。特に、以下の条項が OCCS に関連する：

- ・ 第 5 章 (産業の脱炭素化のための補助) : OCCS システムの船舶への設置は、「脱炭素化技術への投資」として補助対象となり得る
- ・ 第 6 章 (ネットゼロ技術製造への補助) : OCCS 関連機器 (回収装置、液化設備など) の製造は、「ネットゼロ技術製造」として補助対象

CISAF により、加盟国は OCCS プロジェクトに対して柔軟な支援を提供できるようになり、プロジェクトの展開が加速することが期待される。

⁷⁹ Carbon Contracts for Difference (CCfD)

Germany: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Artikel/Industry/climate-contracts.html>

Netherlands: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/carbon-contracts-difference>

⁸⁰ <https://www.eib.org/en/index.htm>

1.3.3 実証・パイロットプロジェクト

欧州では現在、複数の OCCS 実証・パイロットプロジェクトが進行中である。これらのプロジェクトは、異なる技術アプローチ、船舶タイプ、運用シナリオを検証しており、OCCS の商業化に向けた貴重な知見を提供している。

(1) EverLoNG (Energy Efficient Carbon Capture)

プロジェクト概要⁸¹

EverLoNG は、LNG 燃料のコンテナ船に OCCS 技術を実装する世界初のプロジェクトの一つである。このプロジェクトは、Deltamarin (フィンランド、設計会社)、Wärtsilä (フィンランド、エンジンメーカー)、CMA CGM (フランス、海運会社) などが参加するコンソーシアムによって推進されている。

技術的特徴:

- ・ 回収技術: アミン吸収法 (化学吸収) を採用。排気ガス中の CO₂ をアミン溶液に吸収させ、加熱して高純度 CO₂ を分離
- ・ 対象船舶: 15,000 TEU 級の大型 LNG 燃料コンテナ船
- ・ 回収率: 排気ガス中の CO₂ の約 85% を回収
- ・ 液化・貯蔵: 回収された CO₂ を船上で液化し、低温・中圧 (約 -50°C、6-7 bar) で貯蔵
- ・ 貯蔵容量: 約 1,000-1,500 m³ の液化 CO₂ 貯蔵タンク

運用シナリオ:

- ・ 欧州⇄アジア航路での運用を想定
- ・ 欧州港湾 (ロッテルダム、アントワープなど) で CO₂ を陸揚げ
- ・ 陸揚げされた CO₂ は、陸上の輸送網を通じて北海の地中貯留サイト (Northern Lights、Porthos など) に輸送

資金調達:

- ・ EU Horizon 2020 プログラムからの助成金
- ・ 参加企業の自己資金

進捗状況 (2025 年 1 月時点):

- ・ 基本設計 (FEED) が完了
- ・ 実船への設置・試験運転は 2026-2027 年を予定

期待される成果:

- ・ 大型外航船への OCCS 実装の技術的実行可能性の実証
- ・ 長距離航海における OCCS の運用経験の蓄積
- ・ 港湾での CO₂ 陸揚げプロセスの検証

⁸¹ <https://www.deltamarin.com/projects/everlong/>

(2) CONet2Sea (CO2 Network to Sea)

プロジェクト概要⁸²

CONet2Sea は、オフショア船舶 (PSV: Platform Supply Vessel) への OCCS 実装プロジェクトである。オフショア船舶は、洋上の石油・ガスプラットフォームへの物資輸送・支援を行う船舶であり、北海などで広く運用されている。

このプロジェクトは、Equinor (ノルウェー、エネルギー企業)、Aker Solutions (ノルウェー、エンジニアリング企業)、Norled (ノルウェー、海運会社)などが参加している。

技術的特徴:

- ・ 回収技術: モジュラー型の CO₂回収ユニット。既存船舶への後付けを容易にする設計
- ・ 対象船舶: 4,000 DWT 級のプラットフォーム供給船
- ・ 回収率: 約 70-80%⁸²
- ・ 液化・貯蔵: 船上で液化し、ISO 標準コンテナ型の貯蔵タンクに格納。港湾でのコンテナ陸揚げを容易にする

運用シナリオ:

- ・ 北海のノルウェー領海でのオフショア支援業務中に CO₂を回収
- ・ ノルウェーの港湾 (スタバンゲル、ベルゲンなど) で CO₂コンテナを陸揚げ
- ・ Northern Lights のインフラを通じて地中貯留

資金調達:

- ・ ノルウェー政府の Enova⁷³からの助成金
- ・ EU Innovation Fund からの支援⁶⁷

進捗状況 (2025 年 1 月時点):

- ・ パイロット設備の船舶への設置が完了
- ・ 実証運転が 2024 年後半から開始され、2025-2026 年にかけてデータ収集

期待される成果:

- ・ 小型・中型船舶への OCCS 実装の実証
- ・ モジュラー・コンテナ化アプローチの検証
- ・ 短距離航路 (沿岸・オフショア) での OCCS 運用の知見

⁸² <https://www.equinor.com/news/20231115-conet2sea-carbon-capture-offshore-vessel>

(3) MemCCSEA (Membrane-based Carbon Capture for SEAgoin vessels)

プロジェクト概要⁸³

MemCCSEA は、膜分離技術を用いた OCCS プロジェクトである。従来のアミン吸収法と異なり、膜分離は化学薬品を使用せず、CO₂を選択的に透過させる高分子膜を用いて CO₂を分離する。

このプロジェクトは、TNO(オランダ、応用科学研究機構)、Stena Line(スウェーデン、海運会社)、Port of Rotterdam(オランダ)などが参加している。

技術的特徴:

- ・ 回収技術:高性能ポリマー膜による選択的 CO₂分離
 - ・ 対象船舶:ロロ船(Ro-Ro ferry)、ゴーテンボルグ⇄ロッテルダム航路
 - ・ 回収率:約 60-70%(膜技術は一般に回収率が低い、エネルギー消費が少ない)
- エネルギー効率:アミン吸収法に比べて約 30-40%低いエネルギー消費⁸³

運用シナリオ:

- ・ 北海航路(短距離)での運用
- ・ ロッテルダム港で CO₂陸揚げ
- ・ Porthos 貯留サイトへ輸送

資金調達:

- ・ EU Horizon Europe プログラム⁷²からの助成金
- ・ オランダ政府の TKI Maritime 支援

進捗状況(2025年1月時点):

- ・ 実験室スケールおよびパイロットスケールでの膜性能試験が完了
- ・ 実船への設置は 2025-2026 年を予定

期待される成果:

- ・ 膜分離技術の OCCS への適用可能性の実証
- ・ エネルギー効率の高い OCCS システムの開発
- ・ 短距離・高頻度航路での OCCS 運用モデルの構築

⁸³ <https://www.tno.nl/en/sustainable/sustainable-transport-logistics/memccsea/>

(4) OnboardCCS (Onboard Carbon Capture System for Deep Sea Shipping)

プロジェクト概要⁸⁴

OnboardCCS は、バルクキャリア(ばら積み貨物船)への OCCS 実装プロジェクトである。

このプロジェクトは、Berge Bulk(ノルウェー、海運会社)、Mitsubishi Heavy Industries(日本、重工業)、DNV(ノルウェー、船級協会)などが参加している。

技術的特徴:

- ・ 回収技術:三菱重工のKS-1 アミン吸収技術(陸上 CCS で実績のある技術の船舶適用版)
- ・ 対象船舶:180,000 DWT 級のケーブサイズバルクキャリア
- ・ 回収率:約 90%⁸⁴
- ・ 貨物スペースへの影響:OCCS 設備により約 5%の貨物容量減少

運用シナリオ:

- ・ ブラジル⇄欧州/アジア航路での鉄鉱石輸送
- ・ 欧州港湾で CO₂陸揚げ

資金調達:

- ・ EU Innovation Fund からの大規模助成金(約 1 億ユーロ規模)
- ・ 日本の NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)からの支援

進捗状況(2025 年 1 月時点):

- ・ 詳細設計が進行中
- ・ 実船への設置は 2026 年を予定

期待される成果:

- ・ 大型ばら積み貨物船への OCCS 実装の実証
- ・ 長距離航海(数週間)での OCCS の連続運転
- ・ 高回収率 OCCS システムの運用経験

⁸⁴ <https://www.bergebulk.com/news/onboardccs-project-carbon-capture>

(5) その他のプロジェクト

上記以外にも、複数の小規模実証プロジェクトが進行中または計画段階にある：

LINCCS (LNG Infrastructure for OCCS) :

- ・ LNG 燃料船の OCCS と LNG 供給インフラの統合を検討するプロジェクト
- ・ オランダ、ノルウェー、ドイツの港湾が参加

SeaZero (Zero Emission Shipping) :

- ・ 複数の脱炭素化技術(代替燃料、OCCS、風力推進など)を組み合わせた「ゼロエミッション船」のコンセプト実証
- ・ 英国、デンマーク、ノルウェーの研究機関・企業が参加

HyMethShip (Hydrogen and Methanol Shipping with OCCS) :

- ・ メタノール燃料船への OCCS 実装を検討
- ・ ドイツ、スウェーデンの海運会社が参加

(6) 実証プロジェクトから得られる主要な知見

これらの実証プロジェクトは、OCCS の商業化に向けて多岐にわたる重要な知見を提供している。

技術面においては、アミン吸収、膜分離、極低温分離など、異なる CO₂回収技術の船舶への適用可能性が検証されている。また、回収率、エネルギー消費、設備の信頼性・耐久性といった実用性能の評価も進められている。さらに、船舶の設計・建造段階からの OCCS 統合と既存船への後付けという二つのアプローチについても比較検討が行われている。

運用面では、長距離航海と短距離航海それぞれにおける OCCS の適用性が評価されている。港湾での CO₂陸揚げプロセスについては、所要時間、必要設備、安全性の観点から検証が進められている。加えて、船員のトレーニング体制やメンテナンス要件についても実証を通じて明らかにされつつある。

経済面においては、初期投資コスト、運用コスト、ライフサイクルコストの全体像が把握されている。FuelEU Maritime 規則および EU-ETS の下での経済的インセンティブの効果についても評価が行われており、商業的実行可能性の閾値が明確化されつつある。

規制面では、MRV プロセスの実践を通じて運用上の課題が抽出されている。DNV、Lloyd's Register、Bureau Veritas などの船級協会による認証要件が整理されるとともに、港湾国管理における取り扱いについても検討が進められている。

インフラ面については、港湾での CO₂受け入れインフラに求められる要件が明らかになりつつある。陸上輸送・貯留インフラとの接続性に関する知見も蓄積されており、複数の港湾でのインフラ標準化の必要性が認識されている。

(7) 今後の展望

現在進行中の実証プロジェクトの成果に基づき、2026-2030年の期間に、OCCSの初期商業展開が始まることが期待されている。特に、以下の条件が揃えば、OCCSの採用が加速する可能性がある:

- FuelEU Maritime 規則の削減目標の厳格化:2030年以降、削減目標が段階的に強化されるため、OCCSの経済性が向上
- EU-ETSの炭素価格上昇:炭素価格が€100/tCO₂を超えれば、OCCSの導入コストとのバランスが改善
- 港湾インフラの整備:主要港湾(ロッテルダム、アントワープ、ハンブルク、コペンハーゲンなど)でのCO₂陸揚げ施設の整備
- 技術コストの低減:量産効果および技術改良により、OCCSシステムのコストが30-50%低減する可能性⁶²
- 規制の明確化:IMOおよびEUにおけるOCCSの技術基準、MRV要件の明確化

欧州委員会のICM戦略¹およびJRC研究³¹は、OCCSが2030-2040年の期間に、特に長距離・大型船舶において、海運部門の脱炭素化における重要な選択肢の一つとなる可能性を指摘している。ただし、代替燃料(アンモニア、メタノール、水素など)との競争関係も考慮する必要があり、最終的な技術選択は、船舶タイプ、航路、経済性、インフラ利用可能性などに依存することになる。

第2章 CO₂仕様と品質管理

2.1 CO₂仕様の重要性と課題

CO₂の回収・輸送・貯留（CCS）バリューチェーンにおいて、CO₂ストリームの仕様（specification）、すなわち純度と不純物の組成・濃度は、技術的・経済的・安全性の観点から極めて重要である。⁸⁵

CCS バリューチェーン全体を規律する EU 法的枠組み（CCS 指令における貯留許可制度、閉鎖後責任・財政保証（第 17-20 条）、第三者アクセス原則（第 21 条）、モニタリング要件等）については、第 1 章 1.1.1 で詳述している。⁸⁶本章では、これらの制度的基盤を前提としつつ、CO₂仕様は輸送・貯留インフラに及ぼす技術的影響と、プロジェクト間・地域間の仕様差異、標準化に向けた取り組みに焦点を当てる。⁸⁷

2.1.1 不純物の影響と腐食リスク

(1) CO₂ストリームの組成と主要不純物

産業プロセスや発電所から回収される CO₂ストリームは、決して純粋な CO₂ではなく、様々な不純物を含んでいる。不純物の種類と濃度は、排出源の種類（発電所、製鉄所、セメント工場、化学プラントなど）、燃料の種類（石炭、天然ガス、バイオマス、廃棄物など）、および回収技術（アミン吸収、膜分離、酸素燃焼など）によって大きく異なる⁸⁸。

主要な不純物とその起源⁸⁹：

不純物	主な起源	主な影響
水分(H ₂ O)	燃焼プロセス、回収プロセス	腐食の主要因、CO ₂ と反応して炭酸を生成
硫黄化合物(H ₂ S、SO ₂ 等)	硫黄含有燃料の燃焼	極めて強い腐食性、特に H ₂ S は深刻
酸素(O ₂)	燃焼プロセスにおける過剰空気	腐食促進、水分と共存時にリスク増大
窒素(N ₂)、アルゴン(Ar)	大気中の混入	CO ₂ の物性変化、貯留容量の減少
窒素酸化物(NO _x)	高温燃焼プロセス	水分と反応して硝酸生成、腐食促進
炭化水素(CH ₄ 等)	不完全燃焼、天然ガス由来	可燃性、相分離リスク
アミン(MEA、DEA 等)	アミン吸収法の同伴	腐食性、配管・機器の汚染

表 2-1: 主要な不純物とその起源

⁸⁵ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52024DC0062&utm_source=chatgpt.com

⁸⁶ https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj/eng?utm_source=chatgpt.com

⁸⁷ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062&utm_source=chatgpt.com

⁸⁸ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

⁸⁹ https://netl.doe.gov/projects/files/QGESSCO2ImpurityDesignParameters_010119.pdf?utm_source=chatgpt.com

(2) 腐食メカニズムと輸送モード別の影響

基本的な腐食プロセス:

CO₂自体は乾燥状態では金属材料に対して比較的不活性である。しかし、水分が存在する場合、CO₂は水と反応して炭酸を生成し、これが金属を腐食させる(スリートコロージョン)。さらに、硫黄化合物(特に H₂S)が存在する場合、腐食は著しく加速される(サワーコロージョン)。酸素の存在も腐食を促進し、特に水分と共存する場合、腐食リスクが大幅に増加する⁹⁰。

輸送モード別の腐食リスクと仕様要件⁹¹:

項目	パイプライン輸送	船舶輸送
一般的な純度要件	95-97%	99%以上(多くは 99.5%以上)
水分制限	≦500 ppm	≦30-50 ppm
主な腐食リスク	長期連続運転による累積、内面・外面腐食	低温条件での相分離・固化、密閉系での検査困難
運用条件	気相/超臨界相(30-80 bar、20-45°C)	液化 CO ₂ (6-15 bar、-50°C~-30°C)
検査・保守	定期的なピグ検査が可能	内部検査・メンテナンスが困難

表 2-2: 輸送モード別の腐食リスクと仕様要件

船舶輸送でより高い純度が要求される主な理由は、液化 CO₂の低温・中圧貯蔵条件下では不純物が相分離や固化を引き起こし、タンク・配管の閉塞を引き起こす可能性があること、および船舶タンクは密閉系であり内部検査・メンテナンスが困難であることによる⁹²。

(3) 貯留層への影響

不純物は、貯留層自体にも以下の影響を及ぼす:⁹³

- **貯留容量:** N₂、Ar、O₂などの非凝縮性ガスが大量に含まれる場合、CO₂の密度が低下し、貯留容量が減少する
- **注入性:** 固体粒子、アミン、炭化水素などが貯留層の孔隙を閉塞し、注入圧力の上昇や注入速度の低下を引き起こす
- **地化学反応:** 一部の不純物(特に SO_x、NO_x)は、地層水や岩石と反応し、予期しない地化学変化を引き起こす可能性がある
- **長期封じ込め性:** 不純物による地化学反応が、キャップロック(遮蔽層)の完全性を損なう可能性がある

⁹⁰ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

⁹¹ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

⁹² https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/2022/03/ZEP-CCSA-Report-on-CO2-transport-by-ship.pdf?utm_source=chatgpt.com

⁹³ https://netl.doe.gov/projects/files/QGESSCO2ImpurityDesignParameters_010119.pdf?utm_source=chatgpt.com

(4) 主要不純物の許容濃度

各プロジェクトは、上記の影響を考慮して不純物の許容濃度を設定している。一般的な制限値を以下に示す⁹⁴：

不純物	一般的な制限値	設定根拠
水分 (H ₂ O)	10-500 ppm (船舶≤50 ppm、パイプライン≤500 ppm)	腐食防止、相分離防止
H ₂ S	30-200 ppm	サワーコロージョン防止、毒性・悪臭対策
総硫黄	60-1000 ppm	腐食防止、環境規制
酸素 (O ₂)	40-4%	腐食防止、爆発性混合気回避
窒素+アルゴン	1-4%	物性変化抑制、貯留容量確保

表 2-3 不純物の一般的な容認濃度(制限値)

⁹⁴ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

2.1.2 プロジェクト間・地域間の仕様差異

(1) 欧州主要プロジェクトの CO₂仕様比較

欧州の主要な CCS プロジェクトは、それぞれ独自の CO₂仕様を設定している。これらの仕様は、排出源の特性、輸送モード、貯留層の地質学的特性、安全性への考慮などに基づいて決定されている。⁹⁵

以下に、5 つの主要プロジェクトの CO₂仕様を比較する：

項目	Northern Lights (NO)	Greensand (DK)	Porthos (NL)	Aramis (NL)	HyNet (UK)
輸送モード	船舶	船舶	パイプライン	パイプライン	パイプライン
操業状況	操業中(2024～)	パイロット(2024～)	建設予定(2026～)	計画中(2028～)	計画中(2027～)
CO ₂ 純度(最小)	≥99.81%	≥95%	≥95%	≥95%	≥95.5%
水分(H ₂ O)	≤30 ppm	≤500 ppm	≤500 ppm	≤500 ppm	≤480 ppm
硫化水素(H ₂ S)	≤30 ppm	≤200 ppm	≤100 ppm	≤100 ppm	≤200 ppm
総硫黄(S total)	≤60 ppm	≤1000 ppm	≤1000 ppm	≤1000 ppm	≤650 ppm
酸素(O ₂)	≤40 ppm	≤4%	≤4%	≤4%	≤100 ppm
窒素(N ₂)+アルゴン(Ar)	≤1%	≤4%	≤4%	≤4%	≤4%
一酸化炭素(CO)	≤2000 ppm	≤2000 ppm	≤2000 ppm	≤2000 ppm	≤2000 ppm
水素(H ₂)	≤4000 ppm	≤4%	≤4%	≤4%	≤4000 ppm
炭化水素(HC)	≤2%	≤4%	≤5%	≤5%	≤5%
窒素酸化物(NO _x)	≤100 ppm	≤300 ppm	≤300 ppm	≤300 ppm	≤400 ppm
二酸化硫黄(SO ₂)	≤100 ppm	≤2000 ppm	≤1000 ppm	≤1000 ppm	≤2000 ppm
アミン	≤50 ppm	-	-	-	-
温度範囲	-28°C～+40°C	-10°C～+45°C	20°C～+45°C	20°C～+45°C	15°C～+45°C
圧力範囲	6-8 bar	6-10 bar	30-80 bar	30-80 bar	40-80 bar

表 2-4: 欧州主要 CCUS プロジェクトの CO₂仕様比較⁹⁶

⁹⁵ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

⁹⁶ https://norlights.com/wp-content/uploads/2025/06/Liquid-specification-2306251.pdf?utm_source=chatgpt.com

(2) 仕様差異の要因分析

◆ Northern Lights (ノルウェー) の仕様

Northern Lights は欧州で最も厳格な CO₂仕様を採用している (CO₂純度≥99.81%、H₂O≤30 ppm、H₂S≤30 ppm)。主な理由は以下の通り:⁹⁷

a) 船舶輸送の要件:

- ・ 液化 CO₂の低温・中圧貯蔵条件 (-28°C、6-8 bar) 下では、不純物による相分離や固化のリスクが高い
- ・ 船舶タンク of 材料 (アルミニウム合金、9% Nickel 鋼など) の腐食リスクを最小化

b) 複数排出源の受け入れ:

- ・ Northern Lights は「オープンアクセス」型のインフラであり、欧州各地の異なる産業施設から CO₂を受け入れる
- ・ 異なる組成の CO₂ストリームが混合される際の相互作用リスクを低減するため、厳格な仕様が必要

c) 国際的な信頼性・ブランド確立:

- ・ 世界初の商業的国際 CO₂輸送・貯留サービスとして、最高水準の品質保証を提供することで、顧客の信頼を獲得し、将来的な拡張を促進

d) DNV の船級認証:

- ・ Northern Lights の船舶およびターミナルは、DNV の「CO₂ RECOND」認証⁹⁶を取得しており、この認証が厳格な仕様を要求

◆ Porthos・Aramis (オランダ) の仕様

オランダの Porthos および Aramis プロジェクトは、パイプライン輸送を採用し、CO₂純度≥95%、H₂O≤500 ppm、H₂S≤100 ppm という、Northern Lights よりも緩和された仕様を採用している。その理由:⁹⁸

a) パイプライン輸送:

- ・ 気相または超臨界相 (supercritical phase) での CO₂輸送 (圧力 30-80 bar、温度 20-45°C)
- ・ この条件下では、不純物による相分離や固化のリスクが比較的低い
- ・ パイプラインは連続的な内部検査・メンテナンスが可能であり、腐食モニタリングが容易

b) 地域的なクラスター:

- ・ ロッテルダム港周辺の限定された地理的範囲内の産業施設から CO₂を収集
- ・ 排出源の数と多様性が Northern Lights よりも限定的であり、仕様管理が比較的容易

⁹⁷ https://www.dnv.com/article/northern-lights-and-dnv-collaborate-to-update-the-co2-quality-specifications-for-carbon-transport-and-storage/?utm_source=chatgpt.com

⁹⁸ https://www.porthosco2.nl/wp-content/uploads/2021/09/CO2-specifications.pdf?utm_source=chatgpt.com

c) 貯留層の特性:

- ・ 北海の枯渇ガス田 (Porthos: P18-4 field、Aramis: P18-3 field) に貯留
- ・ これらの貯留層は、もともと天然ガス(主成分は CH₄、少量の CO₂、H₂S、N₂を含む)を含んでいたため、一定レベルの不純物に対する耐性がある

d) コスト最適化:

- ・ 過度に厳格な仕様は、排出者側に高額な CO₂精製コストを課すことになり、プロジェクトの経済性を損なう
- ・ 95%純度は、多くの回収技術(アミン吸収、酸素燃焼など)で比較的容易に達成可能

◆ **Greensand(デンマーク)の仕様**

デンマークの Greensand プロジェクトは、船舶輸送を採用しているにもかかわらず、CO₂純度 ≥95%という、Northern Lights よりも緩和された仕様を採用している(ただし、パイロット段階では ≥99%を要求)。その理由:⁹⁹

a) パイロット段階からの段階的な展開:

- ・ 当初は少数の排出源からの高品質 CO₂で開始し、技術的知見の蓄積後に仕様を緩和する戦略

b) 貯留層の特性:

- ・ Nini West 油田の砂岩層 (saline aquifer) に貯留
- ・ 砂岩層は炭酸塩岩層に比べて、不純物との地化学反応が比較的少ない

c) デンマーク国内の限定的な排出源:

- ・ コペンハーゲン近郊の廃棄物焼却施設、Aalborg セメント工場など、比較的少数の排出源
- ・ 排出源の多様性が限定的であり、仕様管理が容易

◆ **HyNet(英国)の中間的な仕様**

英国の HyNet プロジェクトは、CO₂純度 ≥95.5%、H₂O ≤480 ppm、H₂S ≤200 ppm という、Porthos と Northern Lights の中間的な仕様を採用している。その理由:¹⁰⁰

a) 産業クラスターの多様性:

- ・ ノースウェスト・イングランドの多様な産業施設(製油所、化学プラント、発電所、水素製造施設など)から CO₂を収集
- ・ 排出源の多様性が高いため、Porthos よりもやや厳格な仕様が必要

b) 水素製造との統合:

- ・ HyNet は、天然ガスの水蒸気改質による水素製造と統合されたプロジェクトであり、水素製造プロセスから発生する CO₂の組成を考慮

⁹⁹ https://eudp.dk/files/media/document/Final%20report%20Greensand%20Phase%202.pdf?utm_source=chatgpt.com

¹⁰⁰ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

c) 英国の規制要件:

- 英国の環境規制当局 (Environment Agency) が、貯留サイトの長期的な封じ込め性を確保するため、比較的厳格な仕様を要求

(3) 仕様差異がもたらす課題

異なるプロジェクトが異なる仕様を採用していることにより、以下の課題が生じている:¹⁰¹

a) インフラの互換性欠如

- 排出者が回収した CO₂が、あるプロジェクトの仕様を満たしても、別のプロジェクトの仕様を満たさない場合、輸送・貯留先の選択肢が限定される
- 各プロジェクトが独自の精製・前処理設備を構築する必要があり、規模の経済を享受できない
- 統一的な CO₂市場の形成が阻害され、価格発見メカニズムが機能しにくい

b) 排出者側の精製コスト負担

厳格な仕様 (特に Northern Lights のような 99.8%以上の純度) を満たすためには、排出者側に高額な精製コストが発生する:

- **脱水処理:** H₂O 濃度を 30 ppm 以下にするため、多段階の脱水 (モレキュラーシーブ、グリコール脱水など) が必要。コスト: 約 5-15 €/tCO₂
- **脱硫処理:** H₂S 濃度を 30 ppm 以下にするため、吸着剤または化学吸収による脱硫が必要。コスト: 約 3-10 €/tCO₂
- **窒素除去 (不活性ガス除去):** N₂濃度を 1%以下にするため、極低温分離または膜分離が必要。コスト: 約 10-30 €/tCO₂ (ただし、排出源の N₂濃度に大きく依存)

これらの精製コストは、排出者の経済的負担を増大させ、CCS プロジェクトへの参加意欲を低下させる可能性がある。¹⁰²

c) 責任分担の不明確性

CO₂仕様の管理責任をバリューチェーンのどの段階が負うべきかについて、明確な合意がない:

- **排出者負担モデル:** 排出者が輸送・貯留事業者の仕様を満たす CO₂を提供する責任を負う
 - 利点: 輸送・貯留事業者は一定の品質の CO₂を受け入れることができ、リスクが低減
 - 欠点: 排出者に高額な精製コストが発生し、CCS 採用の障壁となる
- **ハブ・オペレーター負担モデル:** CO₂を集約するハブ施設 (港湾ターミナル、パイプライン接続点など) が精製設備を設置し、排出者からの多様な CO₂を統一仕様に精製
 - 利点: 規模の経済により精製コストを削減、排出者の負担を軽減
 - 欠点: ハブ・オペレーターの初期投資とリスクが増大

¹⁰¹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52024DC0062&utm_source=chatgpt.com

¹⁰² https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

- **共同負担モデル**:排出者が一次精製(粗精製)を行い、ハブ・オペレーターが最終精製(微調整)を行う
 - 利点:コストとリスクを合理的に分担
 - 欠点:責任境界の明確化、品質検査の手続きが複雑化

d) 標準化の欠如

国際的または欧州レベルでの CO₂仕様の標準化が進んでいないため、以下の課題が生じている:

- **プロジェクト開発の遅延**:各プロジェクトが独自に仕様を決定する必要があり、技術的検討・リスク評価に時間とコストがかかる
- **投資家の不確実性**:統一的な仕様がないことで、技術リスク、経済リスクの評価が困難
- **国際協力の障壁**:越境 CO₂輸送において、輸出国と輸入国の仕様が異なる場合、調整が必要

(4) 標準化に向けた取り組み

上記の課題を認識し、欧州委員会および産業界は、CO₂仕様の標準化に向けた取り組みを開始している:

欧州委員会の取り組み

産業カーボンマネジメント(ICM)戦略¹において、欧州委員会は以下を表明している:

「欧州委員会は、欧州標準化機関(CEN/CENELEC)と協力して、**すべての産業カーボンマネジメントソリューションに適用可能な、ネットワークコードで使用される CO₂ストリームの最低基準を確立する**。さらに、加盟国と協力して**インフラと貯留層の完全性を確保するための『付随的関連物質』に関するガイドライン**を検討する。」¹

この取り組みは、2026年に予定されているCO₂輸送立法イニシアティブの一環として具体化される見込みである。¹⁰³

産業界の取り組み

DNV(Det Norske Veritas)は、CO₂仕様に関する技術ガイドラインを公表し、以下の推奨事項を提示している:¹⁰⁴

- **リスクベース・アプローチ**:画一的な仕様ではなく、輸送モード、貯留層特性、排出源の組成に基づいて、プロジェクトごとに適切な仕様を決定
- **段階的精製**:排出者→ハブ→輸送→貯留の各段階で、必要な精製レベルを明確化し、コスト最適化を図る
- **継続的モニタリング**:CO₂品質の継続的なモニタリングとフィードバックループにより、仕様の妥当性を検証

¹⁰³ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062&utm_source=chatgpt.com

¹⁰⁴ https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management/icm-forum-and-working-groups_en?utm_source=chatgpt.com

CCUS Forum(欧州委員会が主催するステークホルダープラットフォーム)⁹⁹は、CO₂仕様の標準化に関するワーキンググループを設置し、以下の活動を実施している：

- 既存プロジェクトのCO₂仕様のデータベース構築
- 不純物の影響に関する科学的知見の収集・共有
- 「ミニマム・スペシフィケーション」(最低限満たすべき基準)と「ターゲット・スペシフィケーション」(推奨される基準)の2層構造の提案

ISO(国際標準化機構)も、CO₂の回収・輸送・貯留に関する国際標準(ISO 27913, 27914, 27915, 27916 など)を策定しており、その中でCO₂仕様に関するガイダンスを提供している。ただし、これらのISO標準は「推奨事項」であり、法的拘束力はない。

2.2 CO₂仕様の決定責任

CO₂の回収・輸送・貯留(CCS)バリューチェーンは、複数のステークホルダーによって構成される複雑なシステムである。排出者(CO₂を回収する産業施設)、輸送事業者(パイプラインまたは船舶によりCO₂を輸送)、貯留事業者(地中貯留サイトを運営)というバリューチェーンの各段階において、CO₂仕様に関する責任がどのように分担されるべきかは、プロジェクトの技術的実行可能性、経済性、リスク配分に大きな影響を及ぼす。

現状では、CO₂仕様の決定責任に関する統一的な枠組みは存在せず、各プロジェクトが独自の契約構造とリスク分担メカニズムを構築している。欧州委員会の産業カーボンマネジメント(ICM)戦略および2026年の立法イニシアティブにおいて、この責任分担の明確化が重要な課題として認識されている。¹⁰⁵

¹⁰⁵ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52024DC0062&utm_source=chatgpt.com

2.2.1 排出者・輸送事業者・貯蔵事業者の役割分担

(1) バリューチェーンの構造とステークホルダー

CCS バリューチェーンは、一般的に以下の段階とステークホルダーで構成される：¹⁰⁶

段階	主体	主な活動	CO ₂ 仕様に関する責任
第1段階： 回収	排出者(発電所、工場等)	<ul style="list-style-type: none"> 排気ガスからCO₂を分離・回収 一次精製(脱水、脱硫等) 輸送に適した圧力・温度への調整 	<ul style="list-style-type: none"> 回収装置の運転・保守 CO₂品質管理(分析・検査) 要求仕様への適合
第2段階： 輸送	輸送事業者(パイプライン、船舶)	<ul style="list-style-type: none"> 回収地点から貯留サイトまでの輸送 輸送中の品質維持 必要に応じた中間精製 	<ul style="list-style-type: none"> 輸送インフラの運転・保守 輸送中の安全性確保 品質監視・報告
第3段階： 貯留	貯留事業者(国営企業、石油・ガス企業)	<ul style="list-style-type: none"> CO₂の受け入れ・注入・貯留層内の長期モニタリング 閉鎖後の管理 	<ul style="list-style-type: none"> 貯留サイトの許可取得・開発 注入設備の運転 貯留層の完全性確保
中間段階： ハブ	ハブ・オペレーター	<ul style="list-style-type: none"> CO₂の品質検査・分析 追加精製・調整・異なる排出源からのCO₂混合 バッファー貯蔵 	<ul style="list-style-type: none"> 品質保証 仕様不適合CO₂の処理 ブレンド管理

表 2-5 バリューチェーンの構造とステークホルダー

(2) CO₂仕様決定の3つの基本モデル

CO₂仕様の決定責任については、大きく分けて3つのモデルが存在する：¹⁰⁷

◆ モデルA: 貯留事業者主導モデル(Storage Operator-Driven Model)¹⁰⁸

このモデルでは、**貯留事業者が最終的なCO₂仕様を決定**し、排出者および輸送事業者はこの仕様を満たすCO₂を提供する義務を負う。

特徴:

- 貯留層の地質学的特性、注入設備の技術的要件に基づいて仕様が決定される
- 貯留事業者は、受け入れたCO₂の品質について保証を受ける
- 排出者が仕様を満たせない場合、貯留事業者はCO₂の受け入れを拒否できる

利点:

- 貯留層の長期的な完全性・安全性を最優先できる
- 貯留事業者のリスクが低減される
- 明確な品質基準により、貯留事業者の投資予測可能性が向上

欠点:

- 排出者に高額な精製コストが転嫁される可能性
- 過度に厳格な仕様は、排出者のCCS採用を阻害する

¹⁰⁶ https://pdf.wri.org/ccs_guidelines.pdf?utm_source=chatgpt.com

¹⁰⁷ https://pdf.wri.org/ccs_guidelines.pdf?utm_source=chatgpt.com

¹⁰⁸ https://norlights.com/wp-content/uploads/2025/06/Liquid-specification-2306251.pdf?utm_source=chatgpt.com

- バリューチェーン全体のコスト最適化が困難

適用例:

- **Northern Lights** (ノルウェー): 貯留事業者 (Equinor、Shell、Total Energies の合弁企業) が厳格な CO₂仕様 (≥99.81%純度) を設定。排出者は、この仕様を満たす CO₂を港湾ターミナルで引き渡すことが求められる。

◆ **モデル B: 統合事業者モデル (Integrated Operator Model)**¹⁰⁹

このモデルでは、**単一の事業者が回収・輸送・貯留の全段階を統合的に運営し**、バリューチェーン全体の CO₂仕様を最適化する。

特徴:

- 統合事業者が、各段階での精製レベルを最適に配分
- 排出者との契約において、柔軟な仕様設定が可能
- 統合事業者がバリューチェーン全体のリスクを管理

利点:

- バリューチェーン全体のコスト最適化が可能
- 技術的柔軟性が高い (段階的精製、ハブでの調整など)
- 排出者との契約が簡素化される (単一のカウンターパーティー)

欠点:

- 統合事業者に大規模な資本投資とリスクが集中
- 競争の欠如により、コスト効率性が低下する可能性
- オープンアクセス原則 (CCS 指令第 21 条¹⁸⁾) との整合性に課題

適用例:

- **Sleipner・Snøhvit** (ノルウェー): Equinor が自社の天然ガス生産プラットフォームで CO₂を回収し、パイプラインで輸送し、自社が運営する貯留サイトに注入する完全統合型プロジェクト。
- 初期の大規模 CCS プロジェクトでは、統合モデルが一般的だったが、市場の成熟に伴い、オープンアクセス型への移行が進んでいる。

◆ **モデル C: ハブ・オペレーター調整モデル (Hub Operator Coordination Model)**¹¹⁰

このモデルでは、**ハブ施設の運営者が中間的な調整役**を果たし、排出者からの多様な CO₂を受け入れ、必要に応じて精製・ブレンディングを行い、輸送・貯留事業者の仕様を満たす CO₂を供給する。

特徴:

- ハブ・オペレーターが精製設備を設置・運営
- 排出者には比較的緩和された仕様 (「ハブ受け入れ仕様」) が要求される

¹⁰⁹ https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj/eng?utm_source=chatgpt.com

¹¹⁰ https://www.porthosco2.nl/wp-content/uploads/2021/09/CO2-specifications.pdf?utm_source=chatgpt.com

- ハブ・オペレーターが、輸送・貯留事業者の厳格な仕様(「ハブ供給仕様」)を満たすよう調整

利点:

- 排出者の精製コスト負担を軽減
- 規模の経済により、ハブでの集中精製がコスト効率的
- 多様な排出源からの CO₂を受け入れ可能
- オープンアクセス原則と整合

欠点:

- ハブ・オペレーターの初期投資とリスクが大きい
- ハブでの精製能力が不足する場合、ボトルネックとなる
- 責任境界が複雑化(排出者→ハブ→輸送→貯留の各段階での品質検査・責任移転)

適用例:

- **Porthos** (オランダ)⁹³: ロッテルダム港のハブ施設 (**Porthos Hub**) で、複数の産業施設からの CO₂を集約。ハブで一定の品質管理・調整を行い、パイプラインで貯留サイトに輸送。
- **Antwerp@C** (ベルギー)⁵⁴: アントワープ港のターミナルで、複数の排出源からの CO₂を受け入れ、船舶で **Northern Lights** に輸送。ターミナルで品質検査・ブレンディングを実施。

2.2.2 輸送モード(パイプライン vs. 船舶)による違い

CO₂仕様の決定責任および品質管理プロセスは、輸送モード(パイプライン輸送 vs. 船舶輸送)によって大きく異なる。本節では、両輸送モードにおける CO₂仕様の特性、技術的条件、責任分担の違いに焦点を当てる。¹¹¹

輸送手段の経済性比較、距離別のコスト分析、ブレークイーブン距離、各輸送手段の利点・課題については、第4章 4.6「輸送手段の比較:船舶 vs. パイプライン」を参照されたい。

(1)パイプライン輸送における仕様と責任構造

CO₂仕様の特性

パイプライン輸送では、比較的緩和された CO₂仕様¹¹²が許容される(一般的に CO₂純度≥95%、H₂O≤500 ppm、H₂S≤100-200 ppm)。この緩和された仕様が許容される主な理由は以下の通りである:

要因	説明
連続流システム	パイプラインは連続的な流れであり、一時的な品質変動は希釈・平準化される
内部監査の実施可能性	定期的なピグ検査により、腐食モニタリング・管理が比較的容易
材料の耐性	炭素鋼パイプラインは一定レベルの不純物に対する耐性を有する
アクセス性	陸上・浅海域に敷設されることが多く、緊急時のアクセス・修理が比較的容易

表 2-6 CO₂仕様の特性

技術的条件

パイプライン輸送では、CO₂は通常、**気相または超臨界相**で輸送される:

- **圧力範囲:** 30-150 bar (超臨界 CO₂の臨界圧力は 73.8 bar)
- **温度範囲:** 10-50°C (通常は常温に近い)
- **相状態:** 圧力・温度により、気相、液相、超臨界相のいずれか

超臨界相での輸送は、高密度(液体に近い密度約 600-900 kg/m³)により大量輸送が可能であり、低粘性(気体に近い粘性)により圧力損失が小さく、単相流として安定した輸送が実現できる。

¹¹¹ https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/2022/03/ZEP-CCSA-Report-on-CO2-transport-by-ship.pdf?utm_source=chatgpt.com

¹¹² https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

責任構造

パイプライン輸送における典型的な責任構造は以下の通りである：

主体	責任範囲
パイプライン・オペレーター	<ul style="list-style-type: none"> パイプラインの材料、設計圧力・温度、腐食許容度に基づく「パイプライン受け入れ仕様」の設定 輸送中の CO₂品質維持(水分混入防止、腐食モニタリング、必要に応じた腐食抑制剤の注入)
排出者	<ul style="list-style-type: none"> パイプライン受け入れ仕様を満たすよう、回収・精製を実施 パイプライン受け入れ地点での品質証明
貯留事業者	<ul style="list-style-type: none"> 貯留サイト受け入れポイントでの最終品質検査 不適合の場合の原因調査と責任特定

表 2-7 パイプライン輸送における典型的な責任構造

パイプライン輸送では、複数の排出源からの CO₂が同一パイプライン内で混合されることにより、全体としての仕様が維持される。個々の排出者が供給する CO₂の組成は多少異なる可能性があるが、混合により平準化される。このため、個別の排出者に対する品質要求は、混合後の総合品質が維持される範囲で柔軟に設定できる。

実例:Porthos (オランダ)¹¹³

Porthos プロジェクトは、パイプライン輸送の典型例である：

- **輸送距離:** ロッテルダム港周辺から北海の貯留サイト(P18-4 field)まで約 20-30 km
- **輸送方式:** 陸上パイプライン(約 20 km) + 海底パイプライン(約 10 km)
- **運転条件:** 30-80 bar、20-45°C(超臨界相)
- **CO₂仕様:** ≥95%純度、H₂O≤500 ppm、H₂S≤100 ppm

責任構造:

- **排出者**(Shell、ExxonMobil、Air Liquide、Nouryon) : 各社の製油所・化学プラントで回収・精製を実施し、Porthos Hub に供給
- **Porthos Hub:** 受け入れ検査、必要に応じた調整、バッファー貯蔵
- **Porthos**(パイプライン事業者兼貯留事業者) : パイプライン輸送、貯留サイトでの注入・貯留

¹¹³ https://www.porthosco2.nl/wp-content/uploads/2021/09/CO2-specifications.pdf?utm_source=chatgpt.com

(2) 船舶輸送の特性と責任構造

CO₂仕様の特性

船舶輸送では、パイプライン輸送よりも厳格な CO₂仕様が要求される(一般的に CO₂純度 ≥99%、多くの場合 ≥99.5%、H₂O ≤50 ppm、H₂S ≤30-50 ppm)¹¹⁴。この厳格な仕様が必要とされる主な理由は以下の通りである:

要因	説明
相挙動の制御	低温・中圧条件下での相分離、固化を防ぐため、不純物濃度を極めて低く維持する必要
密閉システム	船舶タンクは密閉系であり、航海中に CO ₂ を精製・調整することは不可能。仕様外の CO ₂ を積載した場合、荷役港での陸揚げ拒否、高額な再処理コストが発生
国際航海対応	複数の国・港湾を経由する可能性があり、各地の規制・基準を満たす必要。高品質の CO ₂ は、より広範な受け入れ先で受け入れられる
複数排出源の混合	港湾ターミナルで複数の排出源からの CO ₂ が同一タンクに積載される場合、異なる組成の CO ₂ の相互作用リスクを最小化するため、厳格な仕様が必要
タンク材料保護	船舶タンクは、アルミニウム合金、ステンレス鋼、9% Nickel 鋼などの高価な材料で製造されることが多く、腐食リスクを最小化する必要

表 2-8 船舶輸送が厳格な理由

技術的条件

船舶輸送では、CO₂は液化 CO₂ (LCO₂)として輸送される:

- 圧力範囲: 6-15 bar (低～中圧)
- 温度範囲: -55°C～-20°C (低温)
- 相状態: 液相 (タンク上部に蒸発ガスが存在)

液化 CO₂の輸送では、以下の技術的課題に対応する必要がある:

- 相分離リスク: 低温・中圧条件下では、不純物 (特に N₂、O₂、Ar、軽質炭化水素) が気相に分配され、タンク圧力の上昇を引き起こす可能性
- 固化リスク: 水分、重質炭化水素、一部の不純物が固化し、配管・バルブを閉塞する可能性
- 2相流の複雑性: 荷役 (積載・陸揚げ) 時の液相・気相の挙動管理

これらのリスクを回避するため、船舶輸送では高純度の CO₂が要求される。

¹¹⁴ https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/2022/03/ZEP-CCSA-Report-on-CO2-transport-by-ship.pdf?utm_source=chatgpt.com

責任構造

船舶輸送における典型的な責任構造は以下の通りである：

主体	責任範囲
港湾ターミナル・オペレーター	<ul style="list-style-type: none"> ・ターミナル受け入れ仕様の設定(通常≥99%) ・船舶積載仕様の設定(≥99.5%等、さらに厳格) ・受け入れ検査、必要に応じた追加精製 ・異なる排出源からの CO₂のブレンディング ・品質証明書の発行
排出者	<ul style="list-style-type: none"> ・ターミナル受け入れ仕様を満たすよう、回収・精製を実施 ・ターミナルへの CO₂供給時の品質保証
船舶運航者	<ul style="list-style-type: none"> ・船舶輸送中の品質維持(温度・圧力管理、汚染防止) ・船級協会の認証基準への適合
貯留事業者	<ul style="list-style-type: none"> ・陸揚げターミナルでの受け入れ検査 ・最終的な品質承認と貯留

表 2-9 船舶輸送における典型的な責任構造

船舶輸送では、港湾ターミナルが品質管理の中心的役割を果たす。ターミナルでは、各排出者からの CO₂を受け入れ検査し、必要に応じて追加精製(脱水、脱硫など)を実施し、異なる組成の CO₂を適切な比率でブレンディングして、船舶積載仕様を満たす CO₂を生成する。各船積みごとに詳細な品質証明書(Certificate of Quality)が発行され、CO₂の組成、純度、不純物濃度、物理的特性(密度、粘性など)が記録される。

実例:Northern Lights (ノルウェー)

Northern Lights プロジェクトは、船舶輸送の先行事例である：

- **輸送距離:** 欧州大陸の港湾(アントワープ等)からノルウェーØygarden Terminal まで約 1,000 km
- **輸送方式:** 液化 CO₂船舶(7,500 m³、-28°C、6-8 bar)
- **CO₂仕様:** ≥99.81%純度、H₂O≤30 ppm、H₂S≤30 ppm

責任構造:

- **排出者:** 自社施設で CO₂を回収・精製し、欧州大陸の港湾ターミナルに供給
- **港湾ターミナル(Antwerp@C 等):** 受け入れ検査、必要に応じた追加精製、ブレンディング、品質証明書の発行
- **Northern Lights(船舶運航者兼貯留事業者):** 船舶輸送、Øygarden Terminal での受け入れ検査、海底パイプラインでの洋上輸送、注入・貯留

Northern Lights の厳格な仕様は、オープンアクセス型インフラとして欧州各地の異なる産業施設から CO₂を受け入れるため、異なる組成の CO₂が混合される際の相互作用リスクを最小化し、船舶タンク(9% Nickel 鋼)の長期的な完全性を確保するために設定されている。¹¹⁵

¹¹⁵ https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2024/03/Northern-Lights-GS-co2-2024_03.pdf?utm_source=chatgpt.com

(3) 輸送モード別の CO₂仕様比較まとめ¹¹⁶

項目	パイプライン輸送	船舶輸送
CO ₂ 純度	≥95%	≥99% (多くは≥99.5%)
水分(H ₂ O)	≤500 ppm	≤30-50 ppm
硫化水素(H ₂ S)	≤100-200 ppm	≤30-50 ppm
窒素(N ₂)	比較的寛容(数%)	≤100-300 ppm
圧力条件	30-150 bar(超臨界)	6-15 bar(低～中圧)
温度条件	10-50°C(常温付近)	-55～-20°C(低温)
相状態	超臨界相・気相	液相
主要リスク	腐食(H ₂ S+H ₂ O)	相分離、固化、腐食
排出者の精製コスト	低～中(52-83 €/tCO ₂)	高(90-135 €/tCO ₂)
品質管理の中心	パイプライン事業者(受け入れ+混合)	港湾ターミナル(精製+ブレンド)

表 2-10: 輸送モード別の CO₂仕様と技術的条件の比較

(4) 仕様選択への含意

輸送モードの選択は、CO₂仕様に直接的な影響を及ぼし、プロジェクト全体の経済性を決定する重要な要因となる:¹¹⁷

1. パイプライン輸送を選択する場合

- 排出者は比較的 low コストな精製設備(脱水・脱硫の基本処理)で対応可能
- 精製コスト: 約 52-83 €/tCO₂¹¹⁸
- 複数排出源の混合により、個別の仕様要求は緩和可能

2. 船舶輸送を選択する場合

- 排出者はより高度な精製設備(深度脱水、高度脱硫、窒素除去等)への投資が必要
- 精製コスト: 約 90-135 €/tCO₂
- 港湾ターミナルでの追加精製・ブレンドが必要

3. 精製コストと輸送コストのトレードオフ

- 精製コストの差: 約 30-50 €/tCO₂(年間 1 Mtpa では年間 3,000-5,000 万€の差)
- 輸送コストの差: 距離・輸送量に依存(詳細は第 4 章 4.6 参照)
- 総合的な経済性評価が必要

¹¹⁶ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

¹¹⁷ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52024DC0062&utm_source=chatgpt.com

¹¹⁸ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

輸送手段の経済性、距離別のコスト比較、ブレイクイーブン距離の分析、各輸送手段の利点・課題など、輸送モード選択の詳細については、第 4 章 4.6「輸送手段の比較:船舶 vs. パイプライン」を参照されたい。

2.3 プロジェクト設計への影響

2.3.1 技術的統合と材料選定

CO₂仕様は、バリューチェーン全体の技術設計、特に材料選定に直接的な影響を及ぼす。¹¹⁹

材料選定の基本原則

CO₂輸送・貯留インフラの材料選定は、以下の要因に基づいて決定される:¹²⁰

材料タイプ	特性	適用条件	コスト(相対)	主な使用例
炭素鋼	・一般的な構造材料 ・腐食リスクあり	・乾燥 CO ₂ (H ₂ O<50 ppm) ・低硫黄 (H ₂ S<10 ppm)	基準 (1.0)	パイプライン(厳格な品質管理下)
ステンレス鋼 (316L 等)	・耐腐食性良好 ・高コスト	・湿潤 CO ₂ (H ₂ O>50 ppm) ・中程度の硫黄	2-3 倍	船舶タンク、精製設備
高合金鋼 (Duplex 等)	・優れた耐腐食性 ・高強度	・高硫黄環境 (H ₂ S>100 ppm) ・高圧・高温条件	2-5 倍	特殊環境下の配管
アルミニウム合金	・低温特性良好 ・軽量	・液化 CO ₂ 輸送 (-50°C 以下) ・高純度 CO ₂	2-4 倍	船舶の低温タンク
9% Nickel 鋼	・極低温特性良好 ・高靱性	・液化 CO ₂ 輸送 (-50°C 以下)	4-6 倍	船舶の極低温タンク

表 2-11: CO₂輸送・貯留インフラの材料選定

材料選定の判断基準:

1. **CO₂純度と水分含有量:** 水分が高い場合、より耐腐食性の高い材料が必要
2. **硫黄化合物濃度:** H₂S が高い場合、高合金鋼の使用が必須
3. **運用温度:** 低温 (液化 CO₂) の場合、低温靱性を有する材料が必要
4. **圧力条件:** 高圧の場合、高強度材料が必要
5. **経済性:** 材料コストと精製コストのトレードオフ

¹¹⁹ https://netl.doe.gov/projects/files/QGESSCO2ImpurityDesignParameters_010119.pdf?utm_source=chatgpt.com

¹²⁰ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

腐食防止技術

材料選定に加えて、以下の腐食防止技術が適用される:¹²¹

- **内面コーティング**: エポキシ樹脂、FBE (Fusion Bonded Epoxy) 等による配管内面の保護
- **腐食インヒビター注入**: 化学薬品の注入により腐食速度を低減
- **陰極防護**: パイプライン外面の電気化学的防食
- **脱水・脱硫処理**: 排出源での徹底的な不純物除去

パイプライン材料の選定

◆ 炭素鋼 (Carbon Steel):

- **適用条件**: 「ドライ CO₂」条件 (H₂O ≤ 500 ppm、H₂S ≤ 100-200 ppm)
- **グレード**: API 5L X52、X60、X65、X70 (高強度グレードはコスト削減と肉厚低減に寄与)
- **腐食対策**:
 - 内面ライニング (エポキシ、FBE: Fusion Bonded Epoxy): CAPEX 増加 10-20%¹¹⁸
 - 腐食抑制剤 (Corrosion Inhibitor) 注入: OPEX 増加約 0.5-1 €/tCO₂
 - 腐食代 (Corrosion Allowance): 設計時に 1-3 mm の余剰肉厚を確保
- **コスト**: 基準 (最も経済的)

◆ ステンレス鋼 (Stainless Steel):

- **適用条件**: 「ウェット CO₂」条件、または高濃度 H₂S (>200 ppm)
- **グレード**:
 - 316L (オーステナイト系): 汎用的だが、塩化物環境では孔食リスク
 - Duplex Stainless Steel (2205、2507): 高強度・高耐食性、海水環境に適する
 - Super Duplex (高モリブデン含有): 最も耐食性が高いが、高価
- **コスト**: 炭素鋼の 3-5 倍

◆ 合金鋼 (Alloy Steel):

- **適用条件**: 中程度の腐食環境
- **グレード**: Cr-Mo 鋼 (1Cr-0.5Mo、2.25Cr-1Mo)
- **コスト**: 炭素鋼の 1.5-2.5 倍

◆ 非金属材料 (Polymer-Lined Steel、FRP):

- **適用条件**: 低圧・低温アプリケーション、または極めて腐食性の高い環境
- **特性**: 優れた耐食性、軽量、柔軟性。ただし、高圧・高温に不適、機械的強度が低い
- **コスト**: 用途により大きく異なる

¹²¹ https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-Specifications-for-Transport.pdf?utm_source=chatgpt.com

船舶タンク材料の選定

船舶の液化 CO₂タンクでは、低温 (-55°C～-20°C)での靱性と耐食性の両方が要求される:

9% Nickel 鋼(9Ni Steel) :

- **適用温度:** -196°C～常温(LNG 船で広く使用)
- **特性:** 優れた低温靱性、良好な溶接性
- **耐食性:** 「ドライ CO₂」条件では良好。「ウェット CO₂」では追加対策が必要
- **コスト:** 炭素鋼の約 3-4 倍

アルミニウム合金(Aluminum Alloy) :

- **適用温度:** -269°C(LNG)～常温
- **特性:** 軽量、優れた低温靱性、良好な耐食性
- **課題:** 高コスト、溶接の技術的難易度
- **コスト:** 炭素鋼の約 4-6 倍

ステンレス鋼(316L、Duplex) :

- **適用温度:** -60°C～常温(一部のグレード)
- **特性:** 優れた耐食性、中程度の低温靱性
- **課題:** 低温での衝撃靱性が 9Ni 鋼に劣る
- **コスト:** 炭素鋼の約 3-5 倍
-

材料選定と CO₂仕様の関係(船舶) :

- **厳格な仕様(H₂O≤50 ppm、H₂S≤30 ppm) :** 9Ni 鋼またはアルミニウム合金で十分。追加の内面処理不要
- **緩和された仕様(H₂O≤500 ppm、H₂S≤200 ppm) :** ステンレス鋼(Duplex)+ 内面コーティング、またはより高価な合金が必要

2.3.2 経済性への影響(CAPEX/OPEX)

CO₂仕様の選択は、CCS プロジェクトの資本支出(CAPEX)および運営支出(OPEX)の両方に大きな影響を及ぼす。

(1) CAPEX(資本支出)への影響

a) 回収・精製設備の CAPEX

CO₂の回収・精製設備の CAPEX は、目標とする仕様によって大きく変動する:

精製レベル	目標仕様	主要プロセス	CAPEX (€/tCO ₂ /年)	相対コスト
基本精製	≥95%純度 H ₂ O≤500 ppm H ₂ S≤200 ppm	基本脱水(冷却凝縮) 粗脱硫(酸化鉄吸着)	40-60	基準
中度精製	≥98%純度 H ₂ O≤100 ppm H ₂ S≤100 ppm	脱水(冷却+グリコール) 脱硫(亜鉛酸化物吸着)	55-80	+25-40%
高度精製	≥99.5%純度 H ₂ O≤50 ppm H ₂ S≤50 ppm	脱水(冷却+グリコール+モレキュラーシーブ) 脱硫(化学吸収+ポリッシング)	75-110	+60-90%
極高度精製	≥99.8%純度 H ₂ O≤30 ppm H ₂ S≤30 ppm N ₂ ≤1%	上記 + 極低温分離(窒素除去)	120-200	+150-250%

表 2-12 CO₂精製レベルと CAPEX(100 万トン/年のプロジェクトを想定)

出所: IEA GHG、Element Energy、DNV のデータを基に作成

主要な知見:

- **基本精製→高度精製**: CAPEX が約 60-90%増加
- **窒素除去の追加**: 極低温分離が必要な場合、CAPEX がさらに倍増する可能性
- **規模の経済**: 大規模プロジェクト(>1 Mtpa)では、単位あたり CAPEX が 20-30%低減

b) 輸送インフラの CAPEX

パイプライン輸送の CAPEX:

CO₂仕様がパイプライン CAPEX に及ぼす影響:

材料コスト:

- 炭素鋼(基準): 約 1.0-2.0 M€/km (直径 300-600 mm、圧力 80-150 bar)
- 炭素鋼 + 内面ライニング: 約 1.2-2.4 M€/km (+20%)
- ステンレス鋼(Duplex): 約 3.0-6.0 M€/km (+200-300%)

腐食管理設備:

- 腐食モニタリングシステム: 約 0.5-1.0 M€/100 km
- 腐食抑制剤注入設備: 約 0.2-0.5 M€/注入ポイント

総合的な影響:

- 厳格な仕様(H₂O≤50 ppm、H₂S≤30 ppm): 炭素鋼で対応可能、追加コスト最小
- 緩和された仕様(H₂O≤500 ppm、H₂S≤200 ppm): 炭素鋼 + 内面ライニングまたはインヒビター注入、CAPEX +10-20%
- 非常に緩和された仕様(H₂S>500 ppm): ステンレス鋼または CRA、CAPEX +100-200%

船舶輸送の CAPEX:

液化 CO₂運搬船の建造コストは、タンク材料とサイズによって大きく変動する:

船舶サイズ	タンク材料	建造コスト (M€)	€/m ³ 容量	備考
7,500 m ³	9Ni 鋼	60-80	8,000-10,700	Northern Lights クラス
7,500 m ³	アルミ合金	70-90	9,300-12,000	軽量化、耐食性向上
15,000 m ³	9Ni 鋼	90-120	6,000-8,000	規模の経済
30,000 m ³	9Ni 鋼	140-180	4,700-6,000	長距離航路用
50,000 m ³	9Ni 鋼	200-260	4,000-5,200	将来の大型船

表 2-13. LCO₂運搬船の建造コスト(新造船)

出所: DNV、Clarksons Research のデータを基に作成

CO₂仕様と船舶 CAPEX の関係:

- **厳格な仕様(≥99.5%、H₂O≤50 ppm):** 9Ni 鋼またはアルミ合金で対応可能。追加コスト不要
- **緩和された仕様:** より高価な材料(Super Duplex、Inconel)または内面コーティングが必要。建造コスト +20-40%

実務上、ほとんどの LCO₂船は厳格な仕様を前提に設計されるため、仕様緩和によるコスト削減効果は限定的。

c) 港湾ターミナル・ハブ施設の CAPEX

港湾ターミナルまたはパイプライン・ハブでの精製・調整設備の CAPEX:

基本受け入れ施設(精製なし、検査・バッファーのみ):

- CAPEX: 約 20-40 M€(1 Mtpa 容量)
- 含まれる設備: 受け入れ配管、品質分析ラボ、一時貯蔵タンク(数千 m³)

中規模精製施設(脱水・脱硫強化):

- CAPEX: 約 50-100 M€(1 Mtpa 容量)
- 追加設備: モレキュラーシーブ脱水塔、化学吸収脱硫設備、ブレンディング設備

大規模精製施設(窒素除去を含む):

- CAPEX: 約 150-300 M€(1 Mtpa 容量)
- 追加設備: 極低温分離装置、大型圧縮機、冷凍設備

戦略的選択:

- **排出者側で高度精製を実施:** ハブ施設の CAPEX は最小化されるが、各排出者の負担が大きい
- **ハブで集中精製を実施:** ハブ施設の CAPEX は増大するが、規模の経済により全体コストは削減される可能性

d) 貯留サイトの CAPEX

CO₂仕様が貯留サイトの CAPEX に及ぼす影響は比較的限定的だが、以下の要素に影響する:

注入井の材料:

- 標準仕様(H₂S≤100 ppm): 高強度炭素鋼、CAPEX 約 10-30 M€/井
- 高 H₂S 仕様(H₂S>200 ppm): CRA ライニングまたは特殊合金、CAPEX +30-50%

注入設備の腐食対策:

- 追加の腐食モニタリング機器、防食設備: 約 1-5 M€/サイト

モニタリング井の追加:

- 不純物濃度が高い場合、より密なモニタリングネットワークが必要: 約 5-10 M€追加

(2) OPEX(運営支出)への影響

a) 精製・処理の OPEX

CO₂精製の運営コストは、主にエネルギー消費、薬品・吸着剤のコスト、メンテナンスで構成される⁹⁷：

精製プロセス	エネルギー消費	薬品・吸着剤	メンテナンス	合計 OPEX	備考
基本脱水(冷却凝縮)	0.5-1.0	0.1-0.3	0.2-0.5	0.8-1.8	電力、冷却水
グリコール脱水	1.0-2.0	0.3-0.8	0.5-1.0	1.8-3.8	TEG 再生熱
モレキュラーシーブ脱水	2.0-4.0	0.5-1.5	0.5-1.5	3.5-7.5	吸着剤再生熱、交換
酸化鉄脱硫	0.3-0.7	1.0-3.0	0.5-1.0	1.8-4.7	吸着剤交換(年 1-2 回)
化学吸収脱硫	1.5-3.0	0.8-2.0	1.0-2.0	3.3-7.0	溶剤再生熱、劣化補充
極低温窒素除去	8.0-15.0	0.5-1.0	2.0-4.0	10.5-20.0	非常に高い冷凍負荷

表 2-14. CO₂精製プロセスの OPEX(€/tCO₂)

出所: Element Energy⁹⁷、IEA GHG¹²⁵のデータを基に作成

累積効果:

- **基本精製(≥95%)**: 合計 OPEX 約 3-7 €/tCO₂
- **高度精製(≥99.5%)**: 合計 OPEX 約 8-15 €/tCO₂
- **極高度精製(≥99.8%、N₂≤1%)**: 合計 OPEX 約 18-35 €/tCO₂

b) 輸送の OPEX

パイプライン輸送の OPEX:

CO₂仕様がパイプライン運営コストに及ぼす影響:

基本運営コスト:

- 電力(圧縮): 約 2-5 €/tCO₂ (距離・圧力損失に依存)
- メンテナンス: 約 0.5-1.5 €/tCO₂
- モニタリング・検査: 約 0.3-0.8 €/tCO₂

仕様関連の追加コスト:

- **腐食抑制剤注入**(緩和された仕様の場合): 約 0.5-1.5 €/tCO₂¹³¹
- **内部検査頻度の増加**(腐食リスクが高い場合): 約 0.3-1.0 €/tCO₂
- **配管修理・交換**(腐食による早期劣化): 予測困難だが、長期的に大きなコスト増加の可能性

船舶輸送の OPEX:

船舶輸送の運営コストは、主に燃料費、船員費、港湾費、メンテナンスで構成される:

基本運営コスト(7,500 m³船、500 km 航路を想定):

- 燃料費: 約 8-12 €/tCO₂
- 船員費: 約 3-5 €/tCO₂
- 港湾費: 約 2-4 €/tCO₂
- メンテナンス: 約 2-4 €/tCO₂

- 合計:約 15-25 €/tCO₂

仕様関連の追加コスト:

- タンク洗浄・検査頻度の増加(品質保証のため):約 0.5-1.5 €/tCO₂
- タンク内面の補修(腐食による):長期的に増加の可能性

船舶輸送のコストは主に距離に依存するため、CO₂仕様の影響は比較的限定的。ただし、仕様外の CO₂を誤って積載した場合の**ペナルティコスト**(再処理、船舶の回航など)は極めて大きい(数十万～数百万ユーロ)。

c) 貯留サイトの OPEX

貯留サイトの運営コストは、主に圧入エネルギー、モニタリング、メンテナンスで構成される:

基本運営コスト:

- 圧入エネルギー(圧縮):約 1-3 €/tCO₂
- モニタリング(地震波探査、圧力測定など):約 0.5-1.5 €/tCO₂
- メンテナンス:約 0.5-1.0 €/tCO₂

仕様関連の追加コスト:

- 注入井の腐食モニタリング強化(高不純物の場合):約 0.3-1.0 €/tCO₂
- 注入井の早期修理・交換(腐食による):予測困難だが、潜在的に大きなコスト
- 貯留層の地化学変化のモニタリング強化:約 0.2-0.5 €/tCO₂

(3)総合的な経済性分析

CO₂仕様の選択が、バリューチェーン全体の経済性に及ぼす影響を総合的に分析する¹³³:

ケーススタディ:仮想プロジェクトの比較

前提条件:

- CO₂量:1 Mtpa(100 万トン/年)
- 排出源:石炭火力発電所(化学吸収法で回収)
- 輸送距離:100 km(パイプライン)または 500 km(船舶)
- 貯留:枯渇ガス田(海底下 2000 m)
- プロジェクト期間:20 年
- 割引率:8%

シナリオ A: 緩和された仕様(≥95%、H₂O≤500 ppm、H₂S≤200 ppm)+ パイプライン

コスト要素	CAPEX (M€)	OPEX (€/tCO ₂)	20年 NPV (M€)
回収・基本精製	50	5.0	50 + 663 = 713
パイプライン (炭素鋼+ライニング)	180	4.0	180 + 531 = 711
貯留サイト	100	2.5	100 + 332 = 432
合計	330	11.5	1,856

表 2-15. シナリオ A: 緩和された仕様(≥95%、H₂O≤500 ppm、H₂S≤200 ppm)+ パイプライン

シナリオ B: 厳格な仕様(≥99.5%、H₂O≤50 ppm、H₂S≤50 ppm)+ パイプライン

コスト要素	CAPEX (M€)	OPEX (€/tCO ₂)	20年 NPV (M€)
回収・基本精製	95	12.0	50 + 663 = 713
パイプライン (炭素鋼、追加対策不要)	150	3.0	180 + 531 = 711
貯留サイト	90	2.0	100 + 332 = 432
合計	335	17.0	2,590

表 2-16. シナリオ B: 厳格な仕様(≥99.5%、H₂O≤50 ppm、H₂S≤50 ppm)+ パイプライン

差異:シナリオ B はシナリオ A より 20 年 NPV が約 734 M€(+40%) 高い

シナリオ C: 厳格な仕様(≥99.5%)+ 船舶輸送(500 km)

コスト要素	CAPEX (M€)	OPEX (€/tCO ₂)	20年 NPV (M€)
回収・基本精製	95	12.0	95 + 1,592 = 1,687
ターミナル (2カ所)	80	2.0	80 + 265 = 345
船舶 (2隻×70 M€)	140	20.0	140 + 2,653 = 2,793
貯留サイト	90	2.0	90 + 265 = 355
合計	405	36.0	5,180

表 2-17. シナリオ C: 厳格な仕様(≥99.5%)+ 船舶輸送(500 km)

主要な知見:

1. **パイプライン輸送では、緩和された仕様が経済的に有利**(短距離～中距離の場合)
排出者の精製コスト削減が、パイプラインの材料・メンテナンスコスト増加を上回る
2. **船舶輸送では、厳格な仕様が実質的に必須**
 - 船舶タンクのコストへの影響は限定的
 - 仕様外 CO₂ のリスク(陸揚げ拒否など)が極めて大きい
3. **長距離輸送では船舶が有利、短距離ではパイプラインが有利**
 - ブレークイーブン距離: 約 150-300 km (プロジェクト条件により変動)

4. ハブモデルの経済性

- 複数の排出源から CO₂を集約し、ハブで集中精製することで、規模の経済を実現
- ハブでの精製コスト:約 5-10 €/tCO₂ (個別排出者の精製より 20-30%低減可能)

(4) 感度分析とリスク要因

CO₂仕様の経済性に影響を与える主要なリスク要因:

a) 炭素価格(EU-ETS 価格)

- 現在(2025年):約 60-80 €/tCO₂
- 予測(2030年):約 141 €/tCO₂
- 予測(2040年):約 207 €/tCO₂

高い炭素価格は、CCS 全体の経済性を向上させるが、CO₂仕様の選択に対する影響は限定的。ただし、**排出削減クレジット(FuelEU Maritime、CCfD など)**が仕様と連動する場合、厳格な仕様が追加的な経済価値を生む可能性。

b) 技術進歩とコスト削減

- **精製技術の改良**:新規吸着剤、高効率膜、モジュラー設計などにより、精製コストが今後 10 年で 20-40%削減される可能性¹³⁶
- **材料技術の進歩**:新しい耐食性材料、コーティング技術により、材料コストが削減される可能性

c) 規制の不確実性

- **EU-ETS の改正(2026年予定⁸⁾)**:CCUS に対する規制要件、報告義務の変更
- **CO₂仕様の標準化(2026年立法イニシアティブ³³⁾)**:統一基準の導入により、プロジェクト間の互換性が向上し、市場の流動性が増大

d) プロジェクト固有のリスク

- **排出源の多様性**:複数の異なる産業施設から CO₂を集約する場合、組成変動リスクが増大
- **貯留層の不確実性**:貯留層の地質学的特性が期待と異なる場合、不純物に対する感度が増大する可能性
- **運用トラブル**:精製設備の故障、パイプライン・船舶の運用停止などにより、予期しないコストが発生

(5) 意思決定フレームワーク

CO₂仕様の選択に関する推奨される意思決定プロセス:

ステップ 1:ステークホルダーの特定とエンゲージメント

- 排出者、輸送事業者、貯留事業者、ハブ・オペレーターの全参加者を特定
- 各者の技術的制約、経済的目標、リスク許容度を理解

ステップ 2: ベースライン仕様の設定

- 貯留層の地質学的要件、輸送モードの技術的制約に基づき、「最低限必要な仕様」を設定

ステップ 3: コスト・ベネフィット分析

- 複数の仕様シナリオについて、バリューチェーン全体の CAPEX・OPEX・NPV を計算
- 感度分析により、主要パラメータ(炭素価格、技術コストなど)の変動に対する頑健性を評価

ステップ 4: リスク評価

- 技術リスク(腐食、運用トラブルなど)、市場リスク(需要変動など)、規制リスクを評価
- リスク軽減策(保険、契約条項、技術的バックアップなど)を検討

ステップ 5: 責任分担の交渉

- 各段階での品質管理責任、コスト負担、リスク分担を明確化
- 契約書(CO₂供給契約、輸送契約、貯留契約)に反映

ステップ 6: 柔軟性とレビューメカニズムの組み込み

- 仕様の段階的な見直し・調整を可能にする契約条項
- 運用経験の蓄積に基づく継続的改善

第3章 欧州 CCUS 市場の現状と展望

第3章では、欧州における CCUS および CO₂輸送の実装状況を把握するため、主要国および代表的プロジェクトの制度設計と事業スキームを整理する。

各国は、地理条件、産業構造、既存エネルギーインフラの違いを背景として、それぞれ異なる CCUS 推進モデルを採用しており、国家主導型、市場主導型、あるいはその混合型といった多様なアプローチが見られる。

本章では、こうした違いを踏まえつつ、各国・各プロジェクトの制度的枠組み、CO₂輸送手段、貯留開発の進捗状況を事実ベースで整理する。各モデルの比較評価および示唆については、第6章および第7章において総括する。

3.1 市場概況

欧州は、世界の CCUS (炭素回収・利用・貯留) 市場において最も先進的かつ活発な地域の一つである。欧州連合 (EU) およびその近隣諸国は、2050 年の気候中立目標の達成に向けて、CCUS を不可欠な技術として位置づけ、包括的な政策枠組み、大規模な公的資金支援、産業界の積極的な投資を組み合わせた多層的なアプローチを展開している。

欧州の CCUS 市場は、北海周辺の豊富な地質学的貯留ポテンシャル、既存の石油・ガス産業のインフラと専門知識、強力な気候政策と炭素価格シグナル、そして産業界・政府・研究機関の緊密な協力という独自の特徴を有している。これらの要素が相まって、欧州は世界初の商業的な国際 CO₂輸送・貯留市場の形成に向けて着実に前進している。

本章では、欧州 CCUS 市場の現状、主要国別の進捗状況、5 つの主要プロジェクトの詳細分析、そして 2030-2050 年に向けた市場展望について包括的に論じる。

3.1.1 欧州 CCS 市場の特徴

(1) 市場の成熟度と発展段階

欧州の CCS 市場は、初期商業化段階 (Early Commercialization Phase) にある。世界的に見ても、欧州は北米 (米国・カナダ) と並んで最も進展した市場である。

発展段階の特徴:

第1世代プロジェクト(1996-2020年):

- **Sleipner** (ノルウェー、1996年操業開始): 世界初の商業的 CCS プロジェクト。天然ガス生産に伴う CO₂を海底下塩水帯水層に貯留。累積貯留量約 20 Mt
- **Snøhvit** (ノルウェー、2008年操業開始): LNG 生産に伴う CO₂を海底下塩水帯水層に貯留。累積貯留量約 2 Mt
- 特徴: **単一施設・単一事業者**による統合型プロジェクト。主に天然ガス処理に付随

第2世代プロジェクト(2020年代～):

- **Northern Lights** (ノルウェー、2024年操業開始): 世界初の**オープンアクセス型**国際CO₂輸送・貯留サービス。複数の排出源からCO₂を受け入れ
- **Porthos** (オランダ、2026年操業予定): ロッテルダム港の産業クラスターからCO₂を収集
- 特徴: **複数排出源・複数ステークホルダー**によるハブ・アンド・スポーク型。商業的サービスとしてのCCS

第3世代プロジェクト(2030年代～):

- **統合的CO₂輸送ネットワーク**: パイプラインと船舶輸送を組み合わせた汎欧州ネットワーク
- **大規模展開**: 年間数千万～数億トンレベルのCO₂処理
- 特徴: **市場主導型**、複数国間の統合、標準化されたインフラと契約

(2) 地理的特性: 北海の中心性

欧州CCS市場の最大の地理的特徴は、北海(North Sea)の圧倒的な重要性である。

北海の貯留ポテンシャル

国	推定貯留量(Gt CO ₂)	主要貯留タイプ
ノルウェー	70-140	塩水帯水層(80%)、枯渇ガス田(20%)
英国	40-78	枯渇ガス田(60%)、塩水帯水層(40%)
オランダ	2-9	枯渇ガス田(主)、塩水帯水層
デンマーク	10-22	塩水帯水層(主)、枯渇油田
ドイツ	2-12	塩水帯水層(主)
合計	124-261	-

表 3-1. 北海の貯留ポテンシャル

比較: 欧州全体の2020-2050年の累積CO₂排出量(現行政策シナリオ)は約150-200 Gt。北海の貯留ポテンシャルは、この期間の排出量を完全にカバーし得る規模。

北海の優位性:

北海地域は、欧州におけるCCS(Carbon Capture and Storage)展開において、地理的・技術的・制度的観点から極めて高い優位性を有している。

第一に、地質学的条件の面では、北海海域には砂岩層や炭酸塩岩層を中心とする厚い堆積層が広く分布しており、CO₂を長期的かつ安定的に封じ込めるうえで不可欠となる良好なキャップロックが存在している。加えて、北海では50年以上にわたって石油・ガス開発が行われてきた実績があり、その過程で取得・蓄積された膨大な地質データや貯留層評価データが存在することから、CO₂貯留に関する地質リスクを相対的に低く評価できる点が大きな強みとなっている。

第二に、インフラ面においても北海は他地域に比べて顕著な優位性を有している。海底および陸上には数千キロメートル規模のパイプライン網が既に整備されており、さらに数百に及ぶ海洋プラットフォームや関連する港湾施設が存在する。これらの既存インフラは、CO₂輸送や貯留用途への転用・再利用が可能であり、新規建設に比べて初期投資を大幅に抑制できる点が、CCSプロジェクトの事業性を高める重要な要素となっている。

第三に、産業立地の観点からも北海地域は恵まれた条件を備えている。北海沿岸には、ロッテルダム、アントワープ、ハンブルクといった欧州有数の港湾・産業拠点に加え、英国のティーズサイドやハンバーサイドなど、エネルギー多消費型産業が集積する地域が多数存在している。これらの地域は、排出源と貯留地点との距離が比較的近く、CO₂の集約・輸送・貯留を一体的に設計しやすいという利点を有しており、クラスター型 CCS の形成に適した環境にある。

さらに、北海は歴史的に国際協力の場合として機能してきた地域である点も見逃せない。石油・ガス開発においては、国境を越えた共同開発やインフラの共有が行われてきたほか、海洋環境保護の分野においても国際的な枠組みに基づく協調的な取り組みが進められてきた。こうした協力の蓄積は、今後の CO₂の越境輸送や国際的な貯留スキームの構築においても重要な基盤となると考えられる。

(3) 政策・規制環境の特徴

欧州の CCS 市場を形成する政策・規制環境の主要な特徴：

主要政策フレームワーク：

政策・制度	主な内容	CCS への影響
EU Climate Law	2050 年気候中立の法的拘束力	CCUS の必須技術としての位置づけ
Fit for 55	2040 年に 280 Mt、2050 年に 450 Mt の CO ₂ 回収	短期的な削減目標の圧力
ICM 戦略	2040 年に 280 Mt、2050 年に 450 Mt の CO ₂ 回収	具体的な数値目標の設定
EU-ETS	炭素価格 60-80 €/tCO ₂ (現在)、141 €/tCO ₂ (2030 年予測)	CCS の経済的インセンティブ
NZIA	2030 年までに 50 Mt/年の注入容量 (法的義務)	石油・ガス生産者への貢献義務
Innovation Fund	2020-2030 年に約 400 億ユーロ以上	CCS/CCUS プロジェクトへの大規模支援
オープンアクセス原則	第三者アクセスの確保	ハブ・アンド・スポーク型インフラの促進

表 3-2. 主要政策フレームワーク

a) 強力な気候政策コミットメント

- **EU Climate Law** (欧州気候法): 2050 年の気候中立を法的拘束力のある目標として確立¹²²
- **Fit for 55 パッケージ**: 2030 年までに 1990 年比 55%削減 (従来の 40%から引き上げ)¹²³
- **産業カーボンマネジメント(ICM)戦略**: 2040 年までに約 280 Mt、2050 年までに約 450 Mt の CO₂を回収する必要性を明示¹²⁴

b) 炭素価格メカニズム

- **EU-ETS**: 世界最大の排出量取引制度。現在の炭素価格約 70-80 €/tCO₂、2030 年予測約 141 €/tCO₂¹²⁵
- **CCS 免除条項** (ETS 指令第 12 条第 3a 項): 永久貯留された CO₂は排出枠提出義務が免除され、強力な経済的インセンティブを提供¹²⁶
- **炭素国境調整メカニズム(CBAM)**: 輸入品に対する炭素課金により、EU 産業の競争力を保護しつつ、グローバルな CCS 採用を促進¹²⁷

c) 法的拘束力のある目標

- **NZIA (ネットゼロ産業法)**: 2030 年までに年間 50 Mt の CO₂注入容量を達成する法的義務¹²⁸
- **石油・ガス生産者の貢献義務**: 44 の大手石油・ガス生産者に対する注入容量確保の義務 (2020-2023 年の生産シェアに基づき按分)¹²⁹

d) 大規模な公的資金支援

- **Innovation Fund**: 2020-2030 年に約 400 億ユーロ以上。CCS/CCUS プロジェクトが主要な支援対象¹³⁰
- **Connecting Europe Facility (CEF)**: TEN-E/TEN-T 規則に基づく PCI/PMI プロジェクトへの資金支援¹³¹
- **加盟国レベルの支援**: 炭素差金決済契約 (CCfD)、直接補助金、税制優遇など¹³²

e) オープンアクセス原則

- **CCS 指令第 21 条**および NZIA 第 22 条: CO₂輸送・貯留インフラへの第三者アクセスを確保¹³³
- **ハブ・アンド・スポーク型インフラの促進**: 複数の排出者が共有インフラを利用し、規模の経済を実現¹³⁴

¹²² https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/european-climate-law.html?utm_source=chatgpt.com

¹²³ https://www.ecodesignforum.com/laws-text/76/The%20European%20Climate%20Law?utm_source=chatgpt.com

¹²⁴ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management/legislative-framework_en?utm_source=chatgpt.com

¹²⁵ https://tracker.carbongap.org/policy/net-zero-industry-act/?utm_source=chatgpt.com

¹²⁶ https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/eu-net-zero-industry-act.html?utm_source=chatgpt.com

¹²⁷ https://eu.bellona.org/publication/article-23-explainer-co%E2%82%82-storage-in-the-net-zero-industry-act/?utm_source=chatgpt.com

¹²⁸ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund_en?utm_source=chatgpt.com

¹²⁹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund_en?utm_source=chatgpt.com

¹³⁰ https://inea.ec.europa.eu/programmes/connecting-europe-facility_en?utm_source=chatgpt.com

¹³¹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund_en?utm_source=chatgpt.com

¹³² https://www.ccsassociation.org/resources/download/?id=6529&utm_source=chatgpt.com

¹³³ https://tracker.carbongap.org/policy/net-zero-industry-act/?utm_source=chatgpt.com

¹³⁴ https://www.ccsassociation.org/resources/download/?id=6529&utm_source=chatgpt.com

(4) 産業構造と市場参加者

欧州の CCS 市場には、多様なステークホルダーが参加している:¹³⁵

主要プレイヤーと役割:

カテゴリー	主要企業	役割	主な活動
石油・ガスメジャー ¹³⁶	Equinor、Shell、 TotalEnergies、BP、ENI	貯留事業者、技術提供	北海の専門知識・インフラを活用、複数プロジェクトに参画
産業排出者 ¹³⁷	HeidelbergCement、 ArcelorMittal、BASF、Yara	CO ₂ 供給者	回収設備への投資、長期オフテイク契約
インフラ事業者 ¹³⁸	Gasunie、National Grid、 Gassco	輸送インフラ	既存ガスパイプラインの CO ₂ 輸送への転用
港湾管理者 ¹³⁹	Port of Rotterdam、Port of Antwerp-Bruges	ハブ運営	CO ₂ 集積ターミナル、国際輸送の接続点
技術プロバイダー ¹⁴⁰	Aker Solutions、Technip Energies	技術・EPC	回収・輸送・注入設備の設計・建設
国営企業 ¹⁴¹	Gassco(ノルウェー)、TAQA(オランダ)	公共インフラ運営	国家レベルの CO ₂ インフラ開発

表 3-3. 各主要プレイヤーと役割

a) 石油・ガスメジャー (Oil & Gas Majors)¹⁴²

北海の石油・ガス生産で培った専門知識、インフラ、資金力を活用し、CCS 事業に積極参入:

- **Equinor** (ノルウェー): Sleipner、Snøhvit、Northern Lights など、世界最多の CCS 実績。¹⁴³2030 年までに年間 15-30 Mt の CO₂貯留を目標
- **Shell**: Northern Lights、Porthos、Acorn など複数のプロジェクトに参画。2035 年までに年間 25 Mt の CO₂処理を目標
- **TotalEnergies**: Northern Lights、Aramis、デンマークプロジェクトに参画
- **BP**: 英国の Net Zero Teesside、H2Teesside プロジェクトを主導
- **Eni** (イタリア): 地中海での CCS 開発を推進 (ラヴェンナ、ポルト・トーレスなど)

¹³⁵ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management_en

¹³⁶ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management/ccs-infrastructure_en

¹³⁷ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management/capture_en

¹³⁸ <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/trans-european-networks-energy-ten-e.html>

¹³⁹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management/ccs-infrastructure_en

¹⁴⁰ <https://www.ieaghg.org/ccs-resources/ccs-supply-chain/>

¹⁴¹ <https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/ccs/id86878/>

¹⁴² https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/carbon-capture-utilisation-and-storage_en

¹⁴³ <https://www.equinor.com/sustainability/carbon-capture-and-storage>

b) 産業排出者 (Industrial Emitters)

脱炭素化が困難な産業セクターの主要企業:

- **製鉄**: ArcelorMittal (ベルギー、フランス)、Tata Steel (オランダ、英国)、ThyssenKrupp (ドイツ)、SSAB (スウェーデン)
- **セメント**: Heidelberg Materials (ドイツ)、Cemex (スペイン)、Aalborg Portland (デンマーク)
- **化学**: BASF (ドイツ)、Ineos (ベルギー、英国)、Dow (オランダ)、Yara (ノルウェー)
- **製油**: Shell、BP、Total、Neste (フィンランド)
- **廃棄物焼却・発電**: ARC (ベルギー)、Fortum (デンマーク、フィンランド)、Ørsted (デンマーク)

c) インフラ事業者 (Infrastructure Operators)

- **パイプライン事業者**: Gasunie (オランダ)、National Grid (英国)、Energinet (デンマーク)
- **港湾当局**: Port of Rotterdam、Port of Antwerp-Bruges、Port of Hamburg
- **船舶運航者**: Northern Lights Shipping、Anthony Veder、Navigator Gas、Evergas

d) 専門 CCS 事業者

- **Carbfix** (アイスランド): 玄武岩層への鉱物化固定技術
- **CO2CRC** (豪州系、欧州展開)
- **Carbon Engineering** (カナダ系、欧州パートナーシップ): 直接空気回収 (DAC) 技術

e) 技術プロバイダー・EPC (Engineering, Procurement, Construction)

- **回収技術**: Aker Carbon Capture (ノルウェー)、Mitsubishi Heavy Industries (日本)、Carbon Clean (英国)
- **EPC**: Technip Energies (フランス)、Saipem (イタリア)、Worley (豪州)、Wood (英国)
- **船級協会・コンサルタント**: DNV (ノルウェー)、Lloyd's Register (英国)、Bureau Veritas (フランス)

f) 金融機関・投資家

- **欧州投資銀行 (EIB)**: 気候変動対策プロジェクトへの優遇融資
- **開発銀行**: 各国の国営開発銀行 (KfW [ドイツ]、BpiFrance [フランス]、NVB [オランダ] など)
- **機関投資家**: 年金基金、保険会社、インフラファンド (グリーンインフラへの投資ニーズ)
- **プライベートエクイティ**: CCS 特化型ファンド (Climate Infrastructure Partners、Macquarie Green Investment Group など)

(5) 市場規模と成長予測

現状(2025年):

- 操業中の CCS プロジェクト: 2 件 (Sleipner、Snøhvit[ノルウェー])、Northern Lights (2024 年操業開始)
- 年間貯留量: 約 2-3 Mt CO₂
- 建設中・FID 済みプロジェクト: 約 10 件、年間総容量約 15-20 Mt
- 計画段階プロジェクト: 約 50 件以上、年間総容量約 100-150 Mt¹⁴⁹

2030 年予測:

- NZIA 目標: 年間 50 Mt CO₂ 注入容量 (法的義務)
- 欧州委員会予測: 年間 50-100 Mt CO₂ (楽観シナリオ)
- 主要プロジェクト:
 - Northern Lights 拡張: 5 Mtpa
 - Porthos: 2.5 Mtpa
 - Greensand: 2-4 Mtpa
 - HyNet、East Coast Cluster、Acorn (英国): 合計 10-15 Mtpa
 - ドイツ新規プロジェクト: 3-8 Mtpa

2040 年予測:

- 欧州委員会 ICM 戦略: 年間約 280 Mt CO₂ 回収が必要
- 投資額(累積): 約 1500-2500 億ユーロ (回収・輸送・貯留の全段階)

2050 年予測:

- 欧州委員会 ICM 戦略: 年間約 450 Mt CO₂ 回収が必要
- 長期戦略シナリオ: 年間 300-600 Mt (シナリオにより変動)
- 投資額(累積): 約 3000-5000 億ユーロ

セクター	CO ₂ 回収量 (Mt/年)	主要技術
製鉄	80-120	水素還元製鉄 + CCS、高炉 CCS
セメント	60-100	オキシフューエル、アミン吸収
化学	40-80	プロセス CO ₂ 回収、水素製造 CCS
製油	30-60	水素製造 CCS、プロセス CCS
発電	20-50	BECCS、ガス火力 CCS
廃棄物焼却	20-40	BECCS (バイオマス混焼)
水素製造	40-80	ブルー水素 (天然ガス改質+CCS)
直接空気回収 (DAC)	10-70	DAC + 貯留 (カーボンネガティブ)
合計	300-600	-

表 3-4. セクター別の CO₂需要予測 (2050 年)

3.1.2 主要国別の貯蔵容量と進捗状況

国別の市場ポジショニング:

国	市場ポジジョン	役割	主な活動
ノルウェー	市場リーダー	オープンアクセス型貯留ハブ	操業中プロジェクト 3 件、30 年の実績
英国	急速な展開	クラスター型、CCfD 支援	Track-1/Track-2 で大規模展開
オランダ	産業ハブ型	ロッテルダム港を中心	Porthos 建設中、Aramis 計画中
デンマーク	先進的パイロット	BECCS、枯渇油田活用	Greensand パイロット成功
ドイツ	計画段階	港湾からの輸外型	6 プロジェクト計画中

表 3-5. 国別の市場ポジショニング

主要国の特徴:

- **ノルウェー**: Sleipner (1996 年～)、Snøhvit (2008 年～)、Northern Lights (2024 年～) で世界最多の CCS 実績。2030 年までに年間 15-30 Mt の CO₂貯留を目標
- **英国**: 2020 年代初頭まで商業的 CCS プロジェクトがゼロだったが、政府の強力な支援により急速に展開。CCfD 契約で 15-25 年間の収入保証¹⁴⁴
- **オランダ**: ロッテルダム港を中心に産業クラスターを形成。港湾インフラと北海の近接性を活用
- **デンマーク**: BECCS (バイオエネルギーCCS) によるカーボンネガティブ実現を目指す。枯渇油田の活用で先行

¹⁴⁴ <https://www.gov.uk/government/collections/carbon-capture-usage-and-storage-ccus-business-models>

3.2 炭素貯蔵市場データ分析

欧州の CCS 市場は、過去 30 年間のパイロット・実証段階から、現在の初期商業化段階へと急速に進化している。本節では、詳細な市場データに基づき、国別・プロジェクト別の現状を分析するとともに、2030 年および 2050 年に向けた市場予測を提示する。

3.2.1 国別プロジェクトの状況

(1) 欧州全体の市場概況

国	操業中プロジェクト数	操業中容量 (Mtpa)	建設中/FID 済みプロジェクト数	建設中/FID 済み容量 (Mtpa)	計画段階プロジェクト数	計画段階容量 (Mtpa)	総容量 (Mtpa)	貯留ポテンシャル (Gt)
ノルウェー	3	2.2	1	3.5	8	40-60	45-65	70-140
英国	0	0	3	15	12	40-60	55-75	40-78
オランダ	0	0	1	2.5	5	15-25	17-25	2-9
デンマーク	1	0.4	1	1.5	3	8-15	10-17	10-22
ドイツ	0	0	0	0	6	8-15	8-15	2-12
ベルギー	0	0	0	0	3	4-8	4-8	0.5-2
フランス	0	0	0	0	4	5-10	5-10	2-5
スウェーデン	0	0	0	0	2	2-4	2-4	1-3
イタリア	0	0	0	0	5	8-15	8-15	5-15
その他 EU	0	0	0	0	8	5-10	5-10	5-10
合計	4	2.6	6	22.5	56	135-222	160-246	138-296

表 3-6: 欧州主要国の CCS 市場データ(2025 年 1 月時点)

出所: Global CCS Institute、各国政府資料、プロジェクト公式発表を基に作成¹⁴⁵

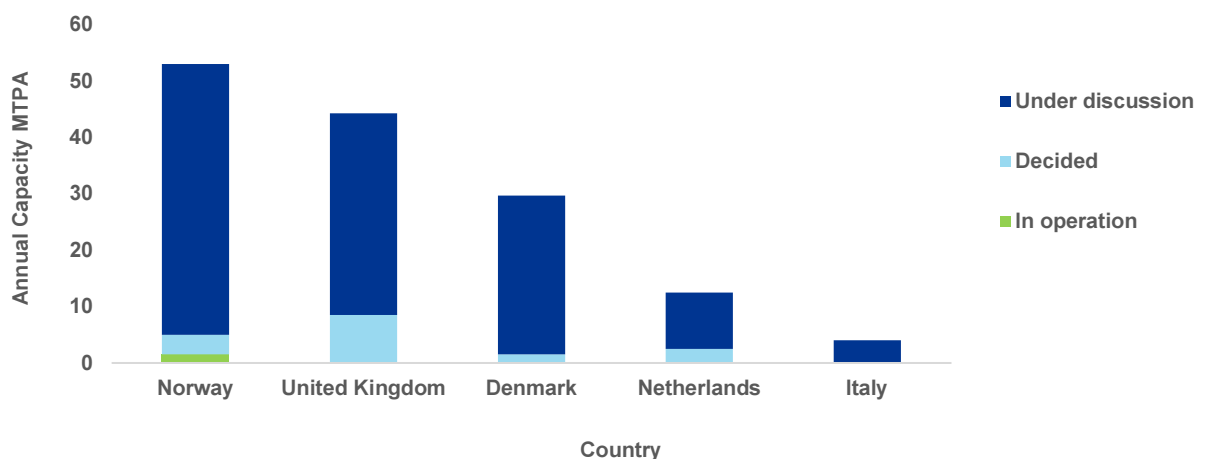


図 3-1: 欧州主要国の炭素貯蔵プロジェクトの年間容量 (段階別)

¹⁴⁵ <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>

主要な知見:

1. **ノルウェーの先行優位性:** 操業中プロジェクト数・容量ともに欧州最大。30 年近い CCS 運用実績
2. **英国の急速な展開:** Track-1/Track-2 クラスターの選定により、建設中・FID 済み容量が欧州最大
3. **計画段階の多様化:** 56 のプロジェクトが計画段階にあり、市場の活性化を示す
4. **地理的集中:** 北海周辺 5 カ国(ノルウェー、英国、オランダ、デンマーク、ドイツ)で総容量の約 85%を占める

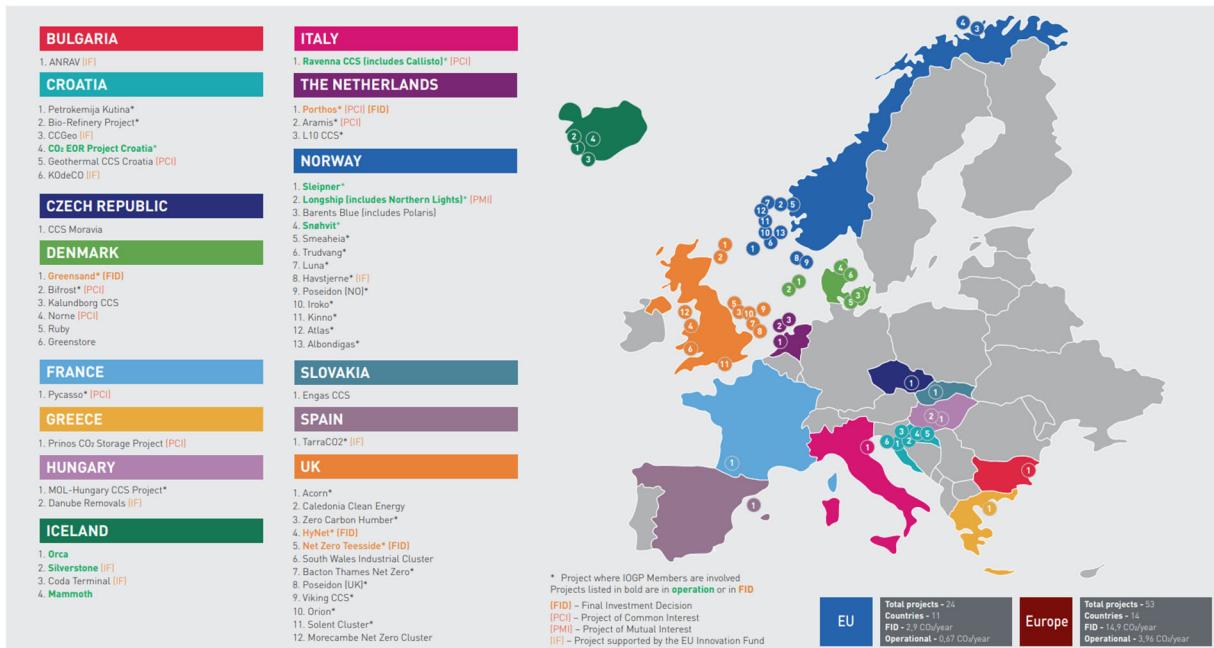


図 3-2: 欧州における CO₂貯留プロジェクトの全体像

3.2.2 将来市場予測(2030年、2050年)

(1) 2030年予測: 初期商業化の本格展開

全体容量予測

欧州の CCS 市場は、2030 年に向けて急速な拡大が予想される。欧州委員会の ICM 戦略、Global CCS Institute、主要コンサルティング会社の予測を統合すると、2030 年の市場規模は以下のように推定される。¹⁴⁶

シナリオ	年間 CO ₂ 回収・貯留量	主要な前提条件	実現確率
保守的	50-70 Mtpa	<ul style="list-style-type: none">・NZIA 目標 (50 Mt) の最低限達成・英国 Track-1 クラスターのみ完全稼働・炭素価格の緩やかな上昇	30%
基本	70-100 Mtpa	<ul style="list-style-type: none">・NZIA 目標の達成+α・英国 Track-1/Track-2 の稼働・Northern Lights Phase 2 拡張・主要プロジェクトの予定通り進捗	50%
楽観的	100-130 Mtpa	<ul style="list-style-type: none">・NZIA 目標の大幅超過・追加プロジェクトの前倒し・炭素価格の急上昇・技術コストの大幅削減	20%

表 3-7: 欧州 CCS 市場の 2030 年予測シナリオ

出所: 欧州委員会 ICM 戦略、Global CCS Institute、McKinsey の予測を統合して作成¹⁴⁷

¹⁴⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062>

¹⁴⁷ Based on: European Commission ICM Strategy (2024); Global CCS Institute (2024); McKinsey & Company, "Carbon capture, utilization, and storage in Europe" (2023)

以下、基本シナリオ(70-100 Mtpa)を中心に詳細を分析する。

国別内訳(2030年基本シナリオ)

国	2030年予測容量 (Mtpa)	主要プロジェクト	進捗段階
ノルウェー	8-12	・Northern Lights Phase 1-2 ・Luna	一部操業中、拡張中
英国	25-35	・HyNet ・Net Zero Teesside ・Zero Carbon Humber ・Acorn	Track-1 建設中、Track-2 計画中
オランダ	8-12	・Porthos ・Aramis 初期フェーズ	Porthos 建設中
デンマーク	2-4	・Greensand 商業フェーズ	パイロット成功、商業化進行中
ドイツ	5-10	・CO2TransPorts ・北部クラスター	計画段階、一部 FID 予定
ベルギー	4-7	・Antwerp@C	FEED 段階
フランス	3-6	・K6 CCS ・DM-CCS	計画段階
その他	5-14	スウェーデン、イタリア、スペイン など	初期段階
合計	70-110	-	-

表 3-8: 2030年基本シナリオの国別内訳

セクター別内訳 (2030 年) :

セクター	予測容量 (Mtpa)	シェア (%)	主な排出源
発電	15-22	21-22%	ガス火力、石炭火力 (CCUS 付き)、BECCS
水素製造	18-25	25-26%	ブルー水素 (天然ガス改質+CCS)
製鉄	8-14	11-14%	高炉ガス回収、DRI+CCS
セメント	8-13	11-13%	プロセス CO ₂ 回収
化学	7-12	10-12%	アンモニア、エチレン等
製油	5-8	7-8%	精製プロセス
廃棄物焼却	6-10	8-10%	都市廃棄物焼却 (BECCS)
その他	3-6	4-6%	ガラス、パルプ・紙等
合計	70-100	100%	-

表 3-9: 2030 年基本シナリオのセクター別内訳

主要な知見:

- 発電と水素製造が約半分を占める (46-48%)
- Hard-to-abate 産業 (製鉄、セメント、化学) が約 32-39%
- BECCS が約 8-10%と重要な位置づけ

輸送モード別内訳 (2030 年) :

CO₂の輸送手段は、地理的条件、輸送距離、排出源の分散度などによって決定される。

輸送モード	予測容量 (Mtpa)	シェア (%)	主な適用例
パイプライン	45-65	60%	<ul style="list-style-type: none"> • 英国クラスター (HyNet、Teesside、Humber) • オランダ (Porthos、Aramis) • ノルウェー国内 (Longship)
船舶	25-35	35%	<ul style="list-style-type: none"> • ベルギー→ノルウェー (Antwerp@C→Northern Lights) • ドイツ→ノルウェー (CO2TransPorts) • デンマーク国内 (Greensand) • 北欧・バルト海地域内
その他 (鉄道/トラック)	< 1	< 1%	小規模排出源、パイプライン接続困難な地域
合計	70-100	100%	-

表 3-10: 2030 年の輸送モード別内訳

船舶輸送の特徴：

- 2030年時点では船舶輸送比率は約 35-36%
- 主に越境輸送(ベルギー、ドイツ、デンマーク等→ノルウェー)
- 北海周辺での中距離輸送が中心(300-1,000 km)

船舶輸送の詳細な需要予測、必要船舶数、船型構成、建造スケジュール等については、第 4 章 4.4「LCO₂船市場の需要予測」を参照されたい。

投資額予測(2025-2030年累積)

投資カテゴリー	投資額 (10 億€)	構成比 (%)	主な内容
回収設備(Capture)	40-60	50-54%	CO ₂ 分離・回収装置、脱水・精製設備
輸送インフラ (Transport)	20-30	22-27%	パイプライン(陸上・海底)、船舶、港湾ターミナル
貯留インフラ (Storage)	15-25	17-23%	注入井、洋上プラットフォーム、モニタリング設備
その他	3-5	3-5%	R&D、許認可、プロジェクト管理
合計	78-120	100%	-

表 3-11:2030 年までの累積投資額(基本シナリオ)

回収設備が投資の約半分を占めるが、これは排出者による投資が中心である。輸送・貯留インフラへの投資は、公的支援(Innovation Fund、各国補助金)と民間投資の組み合わせにより実現される。

(2) 2050年予測:成熟市場への移行

全体容量予測

2050年に向けて、欧州の CCS 市場は大規模な拡大が予測される。欧州委員会の ICM 戦略は、2050年までに約 450 Mt の CO₂回収が必要としており、これが基準となる。¹⁴⁸

シナリオ	年間 CO ₂ 回収・貯留量	主な前提条件	気候目標との関係
現行政策	200-300 Mtpa	・現行政策の延長 ・技術進歩の緩やか ・一部セクターで CCS 未導入	2050年目標未達成
公表政策	350-450 Mtpa	・ICM 戦略の実現 ・Hard-to-abate 産業の完全脱炭素化 ・BECCS/DAC の本格導入	2050年気候中立達成
ネットゼロ加速	500-650 Mtpa	・より野心的な目標 ・大規模 BECCS/DAC ・カーボンネガティブの追求	2050年前倒し達成

表 3-12: 欧州 CCS 市場の 2050 年予測シナリオ

出所: 欧州委員会、IEA、IPCC の長期シナリオを統合

¹⁴⁸ European Commission, ICM Strategy COM(2024) 62 final - 2050 projections

公表政策シナリオ(350-450 Mt)の詳細分析

このシナリオは、欧州委員会の ICM 戦略が示す「2050 年までに約 450 Mt の CO₂回収が必要」という見通しに基づいている。¹⁴⁹

国別内訳(2050 年公表政策シナリオ)

国	予測容量 (Mtpa)	2030 年 からの成 長率	主な成長要因
ノルウェー	50-70	5-6 倍	貯留ハブとしての地位確立、国内産業の脱炭素化
英国	80-110	3-4 倍	産業クラスターの全面展開、洋上風力+水素+CCS の統合
オランダ	30-45	3-4 倍	ロッテルダム港の完全脱炭素化、欧州ハブ機能
ドイツ	35-55	5-7 倍	産業脱炭素化の本格化、陸上・海底貯留の活用
デンマーク	20-30	7-10 倍	北海貯留の拡大、北欧ハブ機能
フランス	25-40	6-8 倍	原子力+CCS、産業クラスター
ベルギー	15-25	3-4 倍	アントワープ港の脱炭素化
その他 EU	95-175	15-20 倍	南欧(スペイン、イタリア)、東欧の本格参入
合計	350-450	4-5 倍	-

表 3-13: 国別内訳(2050 年公表政策シナリオ)

¹⁴⁹ European Commission, ICM Strategy COM(2024) 62 final

セクター別内訳 (2050 年公表政策シナリオ)

セクター	予測容量(Mtpa)	構成比	2030 年からの変化
製鉄	70-100	19-22%	Hard-to-abate 産業の完全脱炭素化
セメント	60-80	16-18%	ほぼ全てのセメント工場が CCS 導入
化学	40-60	11-13%	プロセス CO ₂ 回収、 バイオ化学+CCS の統合
発電	50-70	13-16%	BECCS、ガス火力のバックアップ
水素製造	50-70	13-16%	ブルー水素 (SMR+CCS)、 グリーン水素への移行で相対的シェア低下
廃棄物焼却 (BECCS)	50-70	13-16%	ほぼ全廃棄物焼却施設に CCS 導入 (カーボンネガティブ実現)
製油	20-30	5-7%	残存する製油所の脱炭素化
DAC (直接空気回収)	10-20	3-4%	直接空気回収の商業化
合計	350-660	100%	-

表 3-14:セクター別内訳 (2050 年公表政策シナリオ)

主要な知見:

1. **hard-to-abate 産業の完全脱炭素化**: 製鉄、セメント、化学で全体の約 52%。これらの産業のほぼすべての施設が CCS を導入する必要
2. **BECCS と DAC の重要性増大**: 「カーボンネガティブ」実現のため、BECCS (廃棄物焼却、バイオマス発電) と DAC (直接空気回収) が合計で約 16% を占める
3. **水素製造の相対的シェア低下**: 2030 年にはブルー水素が主流だが、2050 年にはグリーン水素 (再エネ電解) への移行が進み、CCS 付き水素の相対的シェアが低下

輸送モード別内訳(2050年):

輸送モード	容量 (Mtpa)	シェア (%)	2030年からの変化
パイプライン	240-320	68-71%	・大規模パイプライン網の整備 ・国境横断パイプラインの増加 ・規模の経済による優位性
船舶	110-130	29-32%	・長距離越境輸送の増加 ・地中海→北海ルート ・大型船の導入による効率化
合計	350-450	100%	-

表 3-15:2050年の輸送モード別内訳

船舶輸送の2050年の特徴:

- ・輸送量は2030年比で約4-5倍増加するが、市場全体に占める比率はやや低下(35-36% → 29-32%)
- ・これは、大規模パイプライン網の整備により、短中距離輸送がパイプラインに移行するため
- ・一方、長距離輸送(地中海諸国→北海等)では船舶が引き続き主要な手段
- ・大型船・超大型船の導入により、単位輸送コストが大幅に低減

船舶市場の詳細な展望(必要船舶数、船型構成、船舶サイズ別需要、地域別配置、造船への含意等)については、第4章4.4「LCO₂船市場の需要予測」を参照されたい。

インフラ投資予測(2025-2050年累積):

投資カテゴリー	投資額(10億€)	構成比	年平均投資額 (10億€)
回収設備	200-300	56-59%	8-12
輸送インフラ	80-120	22-24%	3.2-4.8
貯留インフラ	60-90	17-18%	2.4-3.6
その他	10-15	3%	0.4-0.6
合計	350-525	100%	14-21

表 3-16:2050年までの累積投資額(公表政策シナリオ)

2025-2030年の投資(78-120億€)と比較して、2025-2050年の累積投資は約4.5-5倍となる。年平均投資額は、初期段階(2025-2030年)の約10-20億€/年から、成熟段階(2040-2050年)には約15-25億€/年に増加すると予測される。

市場成熟化の主要要因

2030-2050年の市場進化における重要な転換点:

1. **政府支援から市場主導への移行:** 2030年代は政府支援(CCFD、補助金)に依存するが、2040年代には炭素価格(200-300 €/tCO₂予測)により自律的に成長
2. **技術コストの大幅削減:** 回収コストが50-80 €/tCO₂に低減(2030年比40-50%削減)
3. **標準化の進展:** CO₂仕様、契約形式、インターフェースの標準化により、市場の互換性・流動性が向上
4. **統合ネットワークの形成:** 汎欧州CO₂輸送ネットワーク(パイプライン+船舶)の実現
5. **社会的受容性の確立:** 長期的な安全運転実績により、社会的信頼が醸成

不確実性要因

2050年予測には、以下の不確実性要因が存在する:

要因	楽観シナリオへの影響	悲観シナリオへの影響
炭素価格	高価格(250+ €/tCO ₂)→自律的成長加速	低価格(<150 €/tCO ₂)→政府支援依存継続
技術革新	急速なコスト削減→大規模展開	停滞→高コストによる展開遅延
グリーン水素の進展	急速な普及→ブルー水素需要減少	停滞→ブルー水素の継続的重要性
DAC技術	商業化成功→カーボンネガティブ実現	高コスト継続→BECCS依存
社会的受容性	高い支持→円滑な展開	反対運動→プロジェクト遅延

表 3-17: 2050年までの予測における不確定要因

これらの不確実性により、2050年の市場規模は保守的シナリオで200-300 Mtpa、楽観的シナリオで500-650 Mtpaと、大きな幅を持つ。

3.3 主要プロジェクトの詳細分析

欧州の CCS 市場において、いくつかの先駆的プロジェクトが市場形成と技術実証において中心的な役割を果たしている。本節では、5 つの主要プロジェクト Northern Lights、Greensand、HyNet、Porthos、Aramis について、技術的特性、事業モデル、進捗状況、課題と展望を詳細に分析する。これらのプロジェクトは、それぞれ異なる技術的アプローチ、地理的条件、ビジネスモデルを採用しており、欧州 CCS 市場の多様性と複雑性を象徴している。

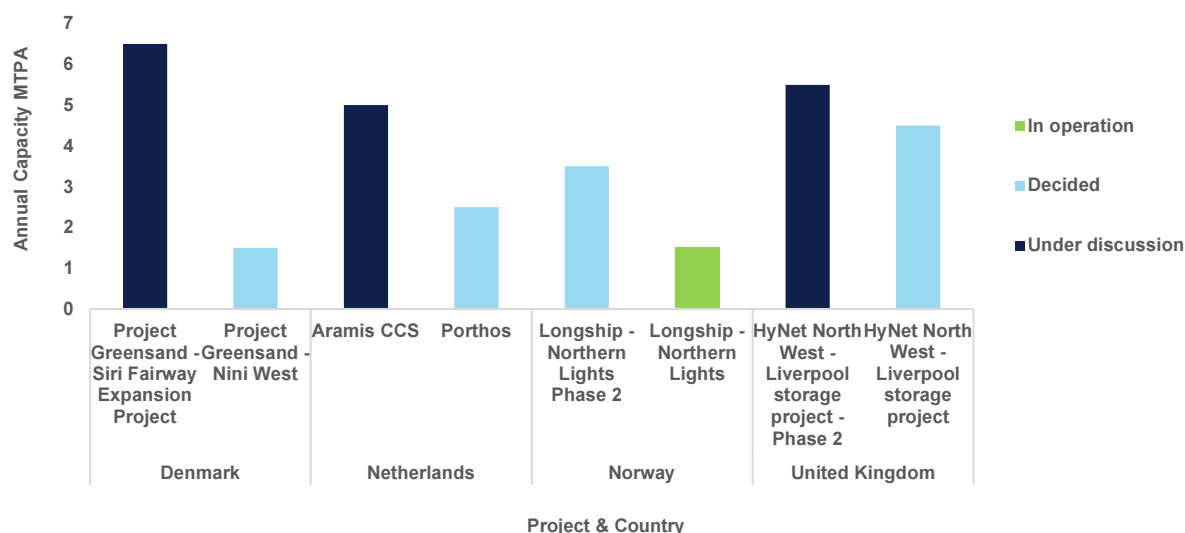


図 3-3: 欧州主要 CO₂貯留プロジェクトの容量と進捗状況

3.3.1 Northern Lights (ノルウェー)

Northern Lights は、世界初の商業的なオープンアクセス型 CO₂輸送・貯留サービスであり、欧州 CCUS 市場における最も重要なマイルストーンの一つである。このプロジェクトは、ノルウェー政府の Longship イニシアティブの一環として開発され¹⁵⁰、2024 年 9 月に第 1 フェーズの操業を開始した。Northern Lights は、単なる技術実証プロジェクトではなく、国際的な CO₂輸送・貯留市場の形成を目指す野心的な試みであり、欧州全域の産業排出者に対して CO₂貯留サービスを提供する「欧州の CO₂貯留ハブ」としての地位確立を目指している。

事業構造と運営体制

Northern Lights は、Equinor (ノルウェー国営石油会社、持分 51%)、Shell (24.5%)、TotalEnergies (24.5%) の 3 社による合弁企業 Northern Lights JV によって運営されている¹⁵¹。この合弁体制は、各社の専門知識と資金力を結集するとともに、国際的な信頼性を確保する上で重要な役割を果たしている。Equinor は北海での 50 年以上の石油・ガス生産経験と既存の CCS プロジェクト (Sleipner、Snøhvit) の運用実績を有し、Shell と TotalEnergies はグローバルな顧客ネットワークと技術力を提供している。

¹⁵⁰ <https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/carbon-capture-and-storage/longship/id2736300/>

¹⁵¹ <https://northernlightsccs.com/>

プロジェクトの資金構成は、ノルウェー政府とパートナー企業の共同出資である。政府は第 1 フェーズに約 170 億 NOK(約 17 億ユーロ)を投資し、インフラの約 80%を負担している。この大規模な公的支援は、初期段階のリスクを軽減し、民間投資を呼び込むための戦略的な選択である。ノルウェー政府は、Northern Lights を単なる気候変動対策ではなく、ノルウェーの石油・ガス産業の専門知識を新しい産業分野に転換し、長期的な経済価値を創出する「産業政策」として位置づけている。

技術的構成とインフラ

Northern Lights のバリューチェーンは、欧州大陸の排出源からノルウェー西海岸の Øygarden Terminal(オイガルデン・ターミナル)までの船舶輸送、ターミナルから沖合の注入プラットフォームまでの海底パイプライン輸送、そして海底下約 2500-3000 メートルの塩水帯水層への注入という 3 つの主要段階で構成されている。

船舶輸送には、世界初の専用液化 CO₂運搬船である Northern Pioneer と Northern Pathfinder が使用されている。各船の容量は 7,500 立方メートルで、約 5,000-6,000 トンの CO₂ を 1 航海で輸送できる。これらの船舶は、デンマークの Panasia 社とイタリアの Dalian Shipbuilding 社で建造され、-28°C の低温かつ 6-8 bar の中圧条件で液化 CO₂を輸送するための特殊な設計が施されている。タンク材料には 9% Nickel 鋼が使用され、低温での優れた靱性と耐食性を確保している。船舶には DNV の「CO₂ RECOND」認証が付与されており、これは世界初の CO₂輸送・洋上注入に特化した船級認証である。

Øygarden Terminal は、ノルウェー西海岸のベルゲン近郊に位置し、船舶からの CO₂陸揚げ、一時貯蔵、品質検査、海底パイプラインへの供給という複数の機能を統合している。ターミナルには約 12,000 立方メートルの液化 CO₂貯蔵タンクが設置され、船舶のスケジュールと貯留サイトへの連続注入の間のバッファー機能を果たしている。品質検査施設では、各船積みごとに CO₂の組成分析が実施され、Northern Lights の厳格な仕様(CO₂純度≥99.81%、H₂O≤30 ppm、H₂S≤30 ppm など)を満たしていることが確認される。

ターミナルから沖合の注入プラットフォームまでは、約 100 キロメートルの海底パイプラインが敷設されている。このパイプラインは既存の石油・ガス用パイプライン技術を応用しているが、CO₂輸送に特化した設計変更が施されている。パイプライン内の CO₂は、圧力約 80-150 bar、温度約 5-15°C の超臨界相で輸送され、高密度(約 700-900 kg/m³)により効率的な輸送が実現されている。

注入プラットフォームは、水深約 300 メートルの北海中央部に設置され、既存の石油・ガスプラットフォームの設計を転用している。プラットフォームからは 2 本の注入井が掘削され、海底下約 2500-3000 メートルの Johansen 層(中期ジュラ紀の砂岩層)に CO₂が注入される。Johansen 層は、厚さ約 80-150 メートル、孔隙率約 20-30%、浸透率約 100-1000 ミリダルシーという優れた貯留特性を有している。この地層の上部には、Draupne 層(上部ジュラ紀の頁岩)という厚さ約 100-300 メートルの優れたキャップロックが存在し、CO₂の長期的な封じ込めを確保している。

CO₂仕様と品質管理

Northern Lights は、欧州で最も厳格な CO₂仕様を採用している。この厳格性は、複数の技術的・戦略的理由に基づいている。第一に、船舶輸送における液化 CO₂の低温・中圧条件下では、不純物による相分離や固化のリスクが高く、タンクや配管の閉塞を防ぐために高純度が必要である。第二に、Northern Lights はオープンアクセス型インフラとして欧州各地の異なる産業施設から CO₂を受け入れるため、異なる組成の CO₂が混合される際の相互作用リスクを最小化する必要がある。第三に、世界初の商業的な国際 CO₂輸送・貯留サービスとして、最高水準の品質保証を提供することで顧客の信頼を獲得し、将来的な市場拡大の基盤を築く戦略的意図がある。

排出者は、自社の施設で CO₂を回収・精製し、Northern Lights の仕様を満たす CO₂を欧州大陸の港湾ターミナル(例:アントワープの Antwerp@C Terminal)に供給する責任を負う。ターミナルでは、受け入れ検査、必要に応じた追加精製、異なる排出源からの CO₂のブレンディング、品質証明書の発行が行われる。各船積みごとに詳細な品質証明書が発行され、CO₂の組成、純度、不純物濃度、物理的特性(密度、粘性など)が記録される。この品質証明書は、EU-ETS および FuelEU Maritime 規則に基づく排出削減クレジットの申請において重要な証明文書となる。

ビジネスモデルと契約構造

Northern Lights のビジネスモデルは、「輸送・貯留サービスの提供」という明確な価値提案に基づいている。顧客(排出者)は、CO₂1 トンあたりの固定料金を支払い、Northern Lights が欧州大陸の港湾ターミナルから最終的な地中貯留までのすべてのサービスを提供する。料金には、船舶輸送、Øygarden Terminal での受け入れ・一時貯蔵、パイプライン輸送、注入、長期モニタリングのすべてが含まれる。公表されている情報によれば、料金は約 70-90 ユーロ/tCO₂の範囲と推定されているが、長期契約の場合はボリュームディスカウントが適用される可能性がある。

顧客との契約は、通常 10-15 年の長期オフテイク契約(Offtake Agreement)の形式で締結される。契約には、年間供給量のコミットメント、CO₂仕様の詳細、引渡し地点(港湾ターミナル)、料金メカニズム、品質保証・検査手続き、不適合時のペナルティなどが規定されている。Northern Lights は「Take-or-Pay」条項を採用しており、顧客は契約した年間供給量を実際に供給したかどうかにかかわらず、最低料金を支払う義務を負う。この条項により、Northern Lights はインフラの固定費を回収し、長期的な財務安定性を確保している。

進捗状況と顧客獲得

Northern Lights の第 1 フェーズ(年間 1.5 百万トン容量)は、2024 年 9 月に操業を開始した¹⁵²。最初の商業的顧客は、ノルウェー国内の Norcem Brevik セメント工場であり、年間約 0.4 百万トンの CO₂を供給する契約を締結している。Norcem Brevik は、オスロフィヨルド近郊に位置するセメント工場で、Heidelberg Materials(旧 HeidelbergCement)が所有している。このプロジェクトは、ノルウェー政府の Longship イニシアティブの一環として約 30 億 NOK(約 3 億ユーロ)の補

¹⁵² <https://northernlightsccs.com/news/>

助金を受けており、回収された CO₂はトラックで近郊の港湾まで輸送され、Northern Lights の船舶で貯留サイトに運ばれる。

欧州大陸からの最初の大規模顧客は、ベルギーの Antwerp@C プロジェクトである。アントワープ港の複数の産業施設(Ineos、BASF、ArcelorMittal など)から年間約 3-5 百万トンの CO₂を回収し、Antwerp@C Terminal に集約した後、Northern Lights の船舶で輸送する計画である。このプロジェクトは現在 FEED(Front-End Engineering Design、基本設計)段階にあり、2027-2029 年の操業開始を目指している。ベルギーとノルウェーは 2023 年 11 月に CO₂輸送・貯留に関する二国間協定を締結しており、これがプロジェクトの法的基盤となっている。

その他、ドイツの CO2TransPorts プロジェクト(ハンブルク・ブレーメン地域から年間約 4 百万トン)、オランダの複数の排出者も、Northern Lights との長期契約の交渉を進めていると報じられている。

第 2 フェーズの拡張計画

Northern Lights は、第 1 フェーズの成功を基盤として、第 2 フェーズの拡張を計画している。第 2 フェーズでは、年間容量を 5 百万トン(累積)まで増強する予定であり、2024 年に FID(最終投資決定)を行い、2028-2029 年の操業開始を目指している。拡張には、追加の船舶建造(2-3 隻)、Øyarden Terminal の貯蔵容量増強、海底パイプラインの増強または新設、追加の注入井掘削などが含まれる。投資額は約 15-20 億ユーロと推定されている。

第 2 フェーズでは、Johansen 層に加えて、隣接する他の地層(例: Cook 層)への注入も検討されている。これにより、貯留容量がさらに拡大し、長期的な事業継続性が確保される。さらに長期的には、第 3 フェーズとして年間 10 百万トン以上への拡張も視野に入れており、2030 年代には欧州最大の CO₂貯留ハブとしての地位を確立することを目指している。

課題と展望

Northern Lights は、技術的には大きな成功を収めているが、いくつかの課題に直面している。第一に、顧客獲得のペースである。第 1 フェーズの 1.5 百万トン容量を完全に活用するためには、Norcem Brevik に加えて複数の大規模顧客との契約が必要だが、欧州大陸の多くの産業施設はまだ CO₂回収設備の建設段階にあり、実際の CO₂供給開始は 2026-2028 年以降となる見込みである。このタイムラグは、Northern Lights の収益性に影響を及ぼす可能性がある。

第二に、競合の出現である。英国の Acorn CCS、デンマークの Greensand、オランダの Porthos など、他の貯留サイトが操業を開始すれば、顧客の選択肢が増え、Northern Lights の市場シェアに影響を及ぼす可能性がある。ただし、Northern Lights は先行者利益(first-mover advantage)と高い信頼性により、引き続き優位性を維持すると予想される。

第三に、長期的な地質学的リスクである。Johansen 層への大規模な CO₂注入は前例がなく、長期的な貯留層の挙動、キャップロックの完全性、潜在的な漏洩リスクについては、継続的なモニタリングと評価が必要である。ノルウェー当局と Northern Lights は、地震波探査、圧力モニタリング、地化学分析などの包括的なモニタリングプログラムを実施しており、これまでのところ異常は報告されていない。

Northern Lights は世界初の商業的オープンアクセス型 CO₂輸送・貯留サービスとして、そのビジネスモデルの実行可能性を実証している。国際的な CO₂輸送・貯留市場の形成に向けた先行的事例として位置づけられており、このプロジェクトの運用経験と成果は、他の類似事業の参考事例となり得る。

3.3.2 Greensand (デンマーク)

Project Greensand は、デンマーク初の CO₂貯留プロジェクトであり¹⁵³、洋上の枯渇油田を貯留サイトとして活用する革新的なアプローチを採用している。このプロジェクトは、デンマーク政府の野心的な気候目標(2030年までに1990年比70%削減)を達成するための重要な柱として位置づけられており、バイオエネルギー炭素回収・貯留(BECCS)を通じた「カーボンネガティブ」の実現を目指している点で特に注目される。

プロジェクトの背景と事業構造

Greensand プロジェクトは、INEOS Energy (石油・ガス生産者、プロジェクトリーダー)と Wintershall Dea (ドイツの石油・ガス企業)を中心とするコンソーシアムによって推進されている。INEOS Energy は、Nini West 油田のライセンス保有者であり、既存の生産インフラ(プラットフォーム、注入井など)を CO₂貯留に転用する技術的専門知識を有している。Wintershall Dea は、CO₂回収・貯留の技術開発と資金提供において重要な役割を果たしている。

プロジェクトの資金調達は、デンマーク政府の大規模な支援に依存している。政府は、CCUS Fund を通じて約 270 億 DKK (約 36 億ユーロ)を拠出しており、その一部が Greensand プロジェクトに配分されている。具体的には、CCS Fund (CO₂貯留への直接補助)と NECCS (North Sea Energy、洋上エネルギーと CCUS の統合支援)という 2 つのスキームが活用されている。デンマーク政府は、このプロジェクトを単なる気候変動対策ではなく、デンマークを「北欧の CO₂貯留ハブ」として位置づけ、スウェーデン、ドイツなど近隣諸国からの CO₂輸入も視野に入れた産業戦略として推進している。

技術的構成とインフラ

Greensand プロジェクトの貯留サイトは、デンマーク北海領域の中央部、ユトランド半島西海岸から約 200 キロメートル沖合に位置する Nini West 油田である。この油田は 1998 年から 2017 年まで原油を生産していたが、経済的な理由により生産が終了し、現在は廃坑に向けた準備段階にある。Greensand プロジェクトは、この枯渇油田の既存インフラ(生産プラットフォーム、注入井、パイプラインなど)を転用することで、新規開発に比べて大幅な投資削減を実現している。

貯留層は、海底下約 1800 メートルに位置する砂岩層 (Nini West Reservoir) であり、厚さ約 50-100 メートル、孔隙率約 20-25%、浸透率約 50-500 ミリダルシーの特性を有している。もともと原油を含んでいた地層であるため、キャップロック(上部の頁岩層)の封じ込め性能は長期間にわたって実証されている。貯留容量は、保守的な推定で約 8 百万トンの CO₂とされているが、周辺の他の枯渇油田を統合すれば、将来的に 20-30 百万トンまで拡張可能と考えられている。

CO₂の輸送方式は、陸上の排出源から港湾 (Esbjerg) までのトラックまたは短距離パイプライン輸送、港湾から洋上貯留サイトまでの船舶輸送という複合的なアプローチを採用している。パイロットフェーズでは、コペンハーゲン近郊の ARC 廃棄物焼却施設と Ørsted 発電所から回収された CO₂が、トラック輸送で Esbjerg 港まで運ばれ、船舶で Nini West プラットフォームまで輸送される。

¹⁵³ <https://www.projectgreensand.com/>

商業フェーズでは、専用の液化 CO₂運搬船が使用される予定であり、Northern Lights と同様の 7,500-15,000 立方メートル級の船舶が想定されている。

段階的展開戦略

Greensand プロジェクトは、リスクを管理し、技術的・経済的な実行可能性を段階的に実証するため、3つのフェーズに分けて展開されている。

パイロットフェーズ(2024-2025年)は、年間約0.4百万トンの容量で、技術検証とオペレーショナル・エクセレンスの確立を目的としている。このフェーズでは、CO₂の回収、液化、輸送、注入、モニタリングの全プロセスが実証され、予期しない技術的問題やリスクが特定される。2024年3月、Greensand は世界で初めて枯渇油田へのCO₂注入を実施し、約1,600トンのCO₂を貯留することに成功した。この成功は、デンマーク CCS 市場における重要なマイルストーンであり、枯渇油田の転用というアプローチの実現可能性を実証した。

第1商業フェーズ(2026-2028年)では、年間容量を1.5百万トンに拡張する計画である。このフェーズでは、Aalborg Portland セメント工場(デンマーク最大のセメント工場、Aalborg Cementis 所有)からのCO₂が主要な供給源として追加される。Aalborg Portland は、年間約1百万トン以上のCO₂を排出しており、セメント生産プロセスからのCO₂回収設備を建設中である。この施設からのCO₂は、アールボー港から船舶で輸送される予定である。

拡張フェーズ(2030年以降)では、年間容量を最終的に8百万トンまで拡大することを目指している。この拡張には、Nini West 周辺の他の枯渇油田(例:Siri, Nini East)の統合、追加の注入井掘削、より大型の船舶の導入が含まれる。さらに、デンマーク国内の排出源だけでなく、スウェーデン南部やドイツ北部からのCO₂輸入も視野に入れている。

CO₂仕様と品質管理

Greensand のCO₂仕様は、パイロットフェーズと商業フェーズで異なっている。パイロットフェーズでは、技術検証を重視し、CO₂純度 $\geq 99\%$ 、H₂O ≤ 100 ppm、H₂S ≤ 50 ppm という比較的厳格な仕様を採用している。これは、初期段階での予期しないリスクを最小化し、貯留層とインフラの挙動を詳細に把握するためである。

しかし、商業フェーズでは、経済性を考慮して、CO₂純度 $\geq 95\%$ 、H₂O ≤ 500 ppm、H₂S ≤ 200 ppm という、Northern Lights よりも緩和された仕様を採用する予定である。この選択は、いくつかの要因に基づいている。第一に、Greensand は船舶輸送を採用しているにもかかわらず、排出源の数が限定的(パイロットフェーズでは2-3施設、商業フェーズでも5-10施設)であり、組成変動が比較的小さい。第二に、貯留層がもともと原油を含んでいたため、一定レベルの不純物に対する耐性があると考えられている。第三に、過度に厳格な仕様は排出者に高額な精製コストを課し、プロジェクト全体の経済性を損なう可能性がある。

BECCS としての戦略的位置づけ

Greensand プロジェクトの最も特徴的な側面の一つは、バイオエネルギー炭素回収・貯留(BECCS)への注力である。パイロットフェーズの主要なCO₂供給源であるARC廃棄物焼却施設

と Ørsted 発電所は、いずれもバイオマス(廃棄物の約 50%はバイオ起源、木質ペレットなど)を燃料としている。バイオマス由来の CO₂を回収・貯留することで、大気中の CO₂を実質的に除去する「カーボンネガティブ」が実現される。

デンマーク政府は、2030 年までの 70%削減目標において、BECCS が重要な役割を果たすと位置づけている。デンマークは、風力発電などの再生可能エネルギーが既に電力供給の大部分を占めており、さらなる排出削減には産業部門と廃棄物処理部門での対策が不可欠である。廃棄物焼却施設は全国に約 30 カ所あり、年間約 400-500 万トンの CO₂を排出している¹⁸⁹。これらの施設に CCS を導入することで、年間 200-300 万トンのカーボンネガティブを実現できる可能性がある。

進捗状況と課題

Greensand のパイロットフェーズは、2024 年 3 月の初回注入成功¹⁸⁸以降、順調に進展している。2024 年末までに累積約 10,000-15,000 トンの CO₂が注入され、貯留層の挙動、注入性(injectivity)、圧力応答、キャップロックの完全性などに関する貴重なデータが収集されている。これまでのところ、予期しない問題は報告されておらず、第 1 商業フェーズへの移行に向けた準備が進められている。

しかし、いくつかの課題も存在する。第一に、貯留容量の制約である。Nini West 油田単体の容量は約 8 百万トンと推定されており、デンマークの長期的な CCS 需要(2050 年に年間 30-50 百万トンと予測)を考えると、周辺の他の油田を早期に統合する必要がある。第二に、船舶輸送のコストである。Greensand は陸上の排出源から約 200 キロメートル沖合に位置しており、船舶輸送コストは比較的高い(推定約 20-30 ユーロ/tCO₂)。このコストを削減するためには、複数の排出源からの CO₂を効率的に集約し、大型船舶を使用して規模の経済を実現する必要がある。

第三に、規制と許認可の複雑性である。Greensand は、洋上の既存インフラを転用するため、廃坑許可の取り消し、CO₂貯留許可の新規取得、環境影響評価のやり直しなど、複数の規制手続きを経る必要がある。デンマーク当局はプロジェクトを積極的に支援しているが、手続きの遅延リスクは依然として存在する。

展望と国際的な役割

Greensand は、パイロットフェーズの成功を基盤として、デンマークを北欧の CO₂貯留ハブとして位置づける戦略を推進している。デンマークは貯留容量(10-22 ギガトン)に余裕があり、国内需要を上回る貯留ポテンシャルを有している。このため、スウェーデン南部(マルメ、ヘルシンボリなど)やドイツ北部(キール、リューベックなど)からの CO₂輸入を積極的に検討している。実際、デンマークとスウェーデンは 2024 年に CO₂輸送・貯留に関する協力覚書¹⁹⁰を締結しており、将来的な越境 CO₂輸送の基盤を築いている。

Greensand プロジェクトは、技術的にはまだ初期段階にあるが、枯渇油田の転用、BECCS、中小規模の柔軟な展開という点で、Northern Lights とは異なる独自のニッチを確立しつつある。このアプローチは、他の国々(特に北海周辺の多数の枯渇油田を有する国々)にとっても参考となるモデルとなる可能性がある。

3.3.3 HyNet(英国)

HyNet North West は、英国政府の Track-1 クラスタースelectionにおいて最優先プロジェクトの一つとして選ばれた¹⁵⁴産業脱炭素化クラスターであり、水素製造、産業 CO₂回収、CCS の統合を通じて、ノースウェスト・イングランド地域の産業集積地の大規模な脱炭素化を目指している。HyNet は、単なる CCS プロジェクトではなく、「低炭素産業エコシステム」の構築を目指す包括的なイニシアティブであり、水素経済への移行と CCS の展開を一体的に推進する点で特徴的である。

プロジェクトの背景と地域的重要性

ノースウェスト・イングランド地域は、マンチェスター、リバプール、チェスターを中心とした英国有数の産業集積地であり、化学、製油、ガラス、製紙など多様な産業が立地している。この地域は年間約 1000 万トン以上の CO₂を排出しており、英国全体の産業排出の約 10%を占めている。歴史的に産業革命の発祥地として栄えた地域であるが、近年は製造業の衰退と雇用喪失に直面しており、HyNet プロジェクトは、産業の脱炭素化と雇用維持・創出を両立させる「公正な移行(Just Transition)」の象徴的なプロジェクトとして位置づけられている。

HyNet は、Cadent Gas(英国最大のガス配給網運営者、パイプラインインフラの開発・運営を担当)、ENI(イタリアの石油・ガス企業、貯留サイトの開発・運営)、Progressive Energy(プロジェクト開発者)、Essar(製油所、主要な排出者)など、複数のステークホルダーによるコンソーシアムとして運営されている。この多様なステークホルダーの参加は、プロジェクトの複雑性を増す一方で、リスクと責任の分散、専門知識の統合、地域社会との連携強化という利点をもたらしている。

技術的構成とインフラ

HyNet プロジェクトの技術的な中核は、「ブルー水素」(天然ガスの水蒸気改質と CCS の組み合わせ)の大規模生産と CO₂回収・輸送・貯留インフラの統合である。プロジェクトの第 1 フェーズでは、年間約 4.5 百万トンの CO₂回収能力を構築し、そのうち約 60%が水素製造プラント、約 40%が既存の産業施設(製油所、化学プラント、ガラス工場など)から回収される。

水素製造は、Essar Stanlow 製油所内に建設される大規模な水蒸気改質装置(SMR: Steam Methane Reformer)で行われる。この装置は、天然ガスから年間約 350キロトンの水素を生産し、同時に約 2.5-3 百万トンの CO₂を回収する。生産された水素は、既存の天然ガスパイプラインネットワークを転用した専用の水素パイプラインを通じて、地域の産業施設に供給される。これにより、産業施設は天然ガスから水素への燃料転換を実現し、さらなる排出削減が可能になる。

CO₂回収・輸送インフラは、地域の複数の排出源を接続する「ハブ・アンド・スポーク」型のパイプラインネットワークである。主要な排出源である Essar Stanlow 製油所、Tata Chemicals(ソーダ灰製造)、CF Fertilisers(アンモニア・肥料製造)、水素製造プラントなどから、フィーダーパイプライン(支線)で CO₂が収集され、幹線パイプラインに集約される。幹線パイプラインは、総延長約 200 キロメートルで、陸上区間(約 150 キロメートル)と海底区間(約 50 キロメートル)で構成されて

¹⁵⁴ <https://hynetccus.co.uk/>

いる。パイプラインの設計圧力は約 40-80 bar、設計温度は約 15-45°C で、CO₂は超臨界相で輸送される。

貯留サイトは、リバプール湾(Liverpool Bay)の沖合約 20-30 キロメートルに位置する複数の枯渇ガス田である。主要なサイトは ENI Hamilton ガス田と ENI Lennox ガス田であり、合計貯留容量は約 400-600 百万トンと推定されている。これらのガス田は 1990 年代から 2010 年代にかけて天然ガスを生産していたが、現在は経済的な生産が終了し、廃坑に向けた準備段階にある。ENI は、既存の生産プラットフォームと注入井を転用することで、新規開発に比べて約 30-40%の投資削減を実現している¹⁹²。

CO₂仕様と品質管理

HyNet の CO₂仕様は、CO₂純度≥95.5%、H₂O≤480 ppm、H₂S≤200 ppm、総硫黄≤650 ppm、酸素≤100 ppm、窒素+アルゴン≤4%という、Porthos や Aramis と類似した「中程度」の厳格性を有している。この仕様は、パイプライン輸送という輸送モード、炭素鋼パイプラインの使用、複数の産業排出源からの CO₂の統合という技術的条件に基づいて設定されている。

HyNet の特徴的な点は、水素製造プラントからの CO₂が全体の約 60%を占めることである。水蒸気改質プロセスから回収される CO₂は、比較的純度が高く(通常 98-99%以上)、不純物濃度も低いため、パイプラインネットワーク全体の CO₂品質を向上させる「希釈効果」を持つ。一方、産業施設からの CO₂(特に燃焼プロセスからの CO₂)は、窒素、酸素、硫酸化物などの不純物濃度が高い傾向があるが、水素製造プラントからの CO₂と混合されることで、全体として仕様を満たすことが可能になる。

品質管理は、各排出源での一次精製と品質検査、パイプラインハブでの二次検査とブレンディング、貯留サイト入口での最終検査という多段階のプロセスで実施される。排出者は、自社の施設で CO₂を回収・精製し、HyNet の「排出者仕様」を満たす CO₂をパイプライン接続点に供給する責任を負う。Cadent Gas が運営するパイプラインハブでは、各排出源からの CO₂の流量、圧力、温度、組成が連続的にモニタリングされ、異常が検出された場合は該当する排出者に通知され、是正措置が講じられる。

政府支援と契約構造

HyNet プロジェクトは、英国政府から極めて大規模な支援を受けている。2024 年、英国政府は HyNet に対して炭素差金決済契約(CCfD)を付与し、¹⁵⁵15 年間で約 10 億ポンド(約 12 億ユーロ)の支援を約束した。CCfD 契約の下では、CO₂回収・貯留の実際のコストと基準炭素価格(strike price)の差額を政府が補填する。例えば、HyNet の CO₂回収・輸送・貯留の総コストが 100 ポンド/tCO₂、基準炭素価格が 80 ポンド/tCO₂の場合、政府は差額の 20 ポンド/tCO₂を 15 年間にわたって支払う。これにより、事業者は長期的な収入の予測可能性を確保し、民間投資を呼び込むことができる。

¹⁵⁵ <https://www.gov.uk/government/news/>

HyNet のビジネスモデルは、「Regulated Asset Base (RAB)」モデルを部分的に採用している¹⁹³。このモデルでは、パイプラインインフラ(Cadent Gas が所有・運営)は規制資産として扱われ、一定の投資収益率が保証される。顧客(排出者)は、CO₂輸送サービスに対して規制当局が承認した料金を支払い、Cadent Gas はこの収入からインフラの建設・運営コストと投資収益を回収する。このモデルは、英国の電力・ガス送配電網で長年使用されてきた実績のあるアプローチであり、投資家に安定的なリターンを提供する。

進捗状況と課題

HyNet は、2024 年に FID(最終投資決定)を行い、建設段階に入っている。パイプラインネットワークの建設は 2024 年後半に開始され、2027-2028 年の操業開始を目指している。水素製造プラント(Essar Stanlow)の建設も並行して進められており、2028 年頃の水素生産開始が予定されている。

しかし、いくつかの課題も存在する。第一に、複雑なステークホルダー調整である。HyNet には、複数の排出者、Cadent Gas (パイプライン)、ENI(貯留)、Progressive Energy(プロジェクト開発)、地方自治体、地域コミュニティなど、多数のステークホルダーが関与しており、利害調整と意思決定プロセスが複雑である。特に、各排出者の CO₂回収設備の建設スケジュールとパイプラインインフラの完成時期を調整することが重要な課題となっている。

第二に、水素市場の不確実性である。HyNet のビジネスケースは、生産された水素が地域の産業施設に販売されることを前提としているが、英国の水素市場はまだ黎明期にあり、需要の規模とタイミングには不確実性がある。政府は、水素製造に対しても CCfD 類似の支援制度(Hydrogen Production Business Model)¹⁵⁶を導入しているが、十分な需要が形成されない場合、プロジェクトの経済性が損なわれる可能性がある。

第三に、貯留サイトの長期的な管理である。枯渇ガス田を貯留サイトとして使用する場合、既存の坑井(production wells)の完全性が重要な課題となる。これらの坑井は、もともと天然ガスの生産のために設計されており、長期的な CO₂貯留に適しているかどうかについては、継続的な評価が必要である。ENI は、坑井の改修(re-completion)と追加のモニタリング設備の設置を計画しているが、これには追加的な投資とリスクが伴う。

展望と拡張計画

HyNet は、第 1 フェーズの成功を基盤として、2030 年代に年間 10 百万トン以上への拡張を計画している。拡張には、追加の産業施設(ノースウェールズの製紙工場、チェスターの化学プラントなど)の接続、水素製造能力の増強、リバプール湾の他の枯渇ガス田の統合などが含まれる。さらに、アイリッシュ海を横断するパイプラインを建設し、アイルランドやウェールズからの CO₂を受け入れる可能性も検討されている。

HyNet は、英国の「ネットゼロ産業クラスター」構想の先駆的なモデルとして、産業脱炭素化、水素経済、雇用創出を統合した地域変革のケーススタディとなることが期待されている。プロジェクト

¹⁵⁶ <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-production-business-model>

は、2030年までに約6,000人の直接雇用と12,000人の間接雇用を創出すると推定されており、地域経済の活性化にも寄与することが期待されている。¹⁵⁷

¹⁵⁷ HyNet North West, "Economic Impact Assessment" (2023)

3.3.4 Porthos (オランダ)

Porthos プロジェクト(Port of Rotterdam CO₂ Transport Hub and Offshore Storage)¹⁵⁸は、オランダ初の大規模 CCS プロジェクトであり、欧州最大の港湾であるロッテルダム港を中心とした産業クラスターの脱炭素化を目指している。このプロジェクトは、オランダ政府の気候政策における重要な柱として位置づけられており、2030 年までにロッテルダム港地域の産業 CO₂排出を大幅に削減することを目標としている。Porthos は、パイプライン輸送と枯渇ガス田への貯留を組み合わせた「クラシカル」な CCS アプローチを採用しているが、複数の大手多国籍企業を顧客として統合する点で、商業的な重要性が高い。

プロジェクトの背景と戦略的重要性

ロッテルダム港は、欧州最大の港湾であり、年間貨物取扱量約 4 億トンを誇る国際物流の要衝である。同時に、石油精製、石油化学、化学製造など、エネルギー集約型産業が高度に集積しており、年間約 22 百万トンの CO₂を排出している。これは、オランダ全体の産業排出の約 15%に相当する。オランダ政府は、2030 年までに 1990 年比 49%削減、2050 年までに 95%削減という野心的な気候目標を掲げており、ロッテルダム港地域の脱炭素化はこの目標達成に不可欠である。

Porthos プロジェクトは、三者の合弁企業 Porthos BV によって開発・運営されている。¹⁵⁹三者とは、Gasunie(オランダ国営ガス輸送会社、パイプラインインフラの開発・運営を担当)、Port of Rotterdam Authority(ロッテルダム港湾局、港湾インフラと産業との連携を担当)、EBN(Energie Beheer Nederland、オランダ国営エネルギー企業、貯留サイトの開発・運営を担当)である。この官民連携(PPP)構造は、公的主体の信頼性と資金力、民間企業の技術力と運営効率を組み合わせることで、プロジェクトのリスクを軽減し、長期的な持続可能性を確保することを目的としている。

技術的構成とインフラ

Porthos プロジェクトの第 1 フェーズは、年間 2.5 百万トンの CO₂回収能力を有し、4 つの主要な産業施設から排出される CO₂を対象としている。¹⁶⁰これらの施設は、Shell Pernis 製油所(欧州最大の製油所の一つ、年間約 0.7 百万トンの CO₂を供給)、ExxonMobil Botlek 化学プラント(エチレン、プロピレン製造、年間約 0.8 百万トン)、Air Liquide 水素製造プラント(年間約 0.5 百万トン)、Nouryon 化学プラント(塩素、苛性ソーダ製造、年間約 0.5 百万トン)である。これらの施設は、ロッテルダム港の西部地域(Botlek, Europoort, Maasvlakte)に集中しており、相互に近接している(最大距離約 20 キロメートル)ため、効率的なパイプラインネットワークの構築が可能である。

各産業施設では、既存の生産プロセスから CO₂を回収するための設備が建設される。回収技術は排出源の特性により異なり、Shell の製油所では水素製造プラント(SMR)からの CO₂回収にアミン吸収法が使用され、ExxonMobil のエチレンクラッカーではプロセスガスからの CO₂分離に物理吸収法または PSA(圧力変動吸着)が使用される予定である。回収された CO₂は、各施設で

¹⁵⁸ <https://www.porthosco2.nl/en/>

¹⁵⁹ <https://www.porthosco2.nl/en/about/>

¹⁶⁰ Porthos Project, "Phase 1 Participants and Capacity Allocation" (2024)

一次精製(脱水、脱硫、圧縮)が施され、Porthos の排出者仕様(CO₂純度≥95%、H₂O≤500 ppm、H₂S≤100 ppm)を満たすように調整される。

CO₂輸送インフラは、各排出源から Porthos Hub(集約拠点)までのフィーダーパイプライン、Porthos Hub から北海の貯留サイトまでの幹線パイプラインで構成されている。フィーダーパイプラインは、総延長約 20 キロメートルで、設計圧力約 30-50 bar、直径約 300-500 ミリメートルである。幹線パイプラインは、陸上区間(約 10 キロメートル、Porthos Hub から海岸まで)と海底区間(約 20-30 キロメートル、海岸から貯留サイトまで)で構成され、設計圧力約 80-150 bar、直径約 600-800 ミリメートルである。パイプラインの材料は炭素鋼(API 5L X65 グレード)であり、内面エポキシライニングが施されている。CO₂は超臨界相(圧力約 80-100 bar、温度約 20-30°C)で輸送され、密度約 700-800 kg/m³により効率的な輸送が実現される。

Porthos Hub は、ロッテルダム港の Maasvlakte 地区に位置し、¹⁶¹複数の機能を統合している。第一に、各排出源からの CO₂を受け入れ、流量と品質を連続的にモニタリングする受け入れステーションである。第二に、異なる組成の CO₂を混合し、幹線パイプラインに供給する前に最終的な品質調整を行うブレンディング機能である。第三に、需給の時間的ミスマッチを吸収するためのバッファー機能であり、約 5,000-10,000 立方メートルの液化 CO₂貯蔵タンクが設置される予定である。

貯留サイトは、北海オランダ領域の沖合約 20-30 キロメートル、水深約 20-25 メートルに位置する P18-4 枯渇ガス田である。このガス田は 1987 年から 2005 年まで天然ガスを生産しており、累積生産量は約 50 億立方メートルであった。¹⁶²貯留層は、海底下約 3000-4000 メートルに位置するロッテルダム層(Rotterdam Formation)の砂岩であり、厚さ約 100-200 メートル、孔隙率約 15-20%、浸透率約 20-100 ミリダルシーの特性を有している。貯留容量は約 37 百万トンの CO₂と推定されており、Porthos の第 1 フェーズの 25 年間の操業(年間 2.5 百万トン×25 年=62.5 百万トン)には不足するため、将来的には隣接する他のガス田(P18-2、P18-6 など)への拡張が計画されている。

ビジネスモデルと契約構造

Porthos のビジネスモデルは、「輸送・貯留サービスプロバイダー」として、排出者から固定料金を徴収し、CO₂の集約、輸送、貯留のすべてのサービスを提供するものである。排出者と Porthos BV の間で締結される長期 CO₂輸送・貯留契約(typically 15 年間)には、年間供給量のコミットメント、CO₂仕様、料金メカニズム、引渡し地点(各排出者の施設境界または Porthos Hub の入口)、不適合時のペナルティなどが規定されている。

Porthos プロジェクトの総投資額は約 13 億ユーロと推定されており、その資金調達は主にオランダ政府の SDE++(Stimulerend Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie)制度によって支えられている。SDE++は、再生可能エネルギーおよび脱炭素化技術の運用コストと市場収入の差額を補助する制度であり、Porthos は 15 年間で約 22 億ユーロの SDE++補助金を獲得し

¹⁶¹ Port of Rotterdam Authority, "Porthos Hub Infrastructure Documentation" (2024)

¹⁶² Porthos Project, "P18-4 Gas Field Storage Site Technical Assessment" (2023)

た。この補助金により、CO₂回収・輸送・貯留の総コスト(約 70-90 ユーロ/tCO₂と推定)と、排出者が回避できる排出枠購入コスト(EU-ETS 価格)の差額が補填される。

排出者が Porthos BV に支払う料金は、公表されていないが、市場関係者の推定によれば約 40-60 ユーロ/tCO₂の範囲と考えられている¹⁹⁷。この料金は、EU-ETS 排出枠価格(現在約 60-80 ユーロ/tCO₂)と比較して競争力があり、排出者にとっては経済的なインセンティブとなる。ただし、SDE++補助金がなければ、実際のコストは約 70-90 ユーロ/tCO₂となり、現在の炭素価格では経済的に成立しない。このため、Porthos は政府支援に大きく依存したビジネスモデルである。

CO₂仕様と責任分担

Porthos の CO₂仕様は、前述の通り、CO₂純度≥95%、H₂O≤500 ppm、H₂S≤100 ppm、総硫黄≤1000 ppm、酸素≤4%、窒素+アルゴン≤4%という中程度の厳格性である。この仕様は、パイプライン輸送と炭素鋼パイプライン(内面ライニング付き)の使用を前提として設定されており、Northern Lights の船舶輸送用の厳格な仕様と比較すると、排出者の精製負担が軽減されている。

責任分担は、明確に定義されている。各排出者は、自社の施設で CO₂を回収・精製し、Porthos の排出者仕様を満たす CO₂をフィーダーパイプラインの接続点(施設境界)で引き渡す責任を負う。引渡し時点から、CO₂の所有権と責任は Porthos BV に移転する。Porthos BV は、フィーダーパイプラインでの CO₂輸送、Porthos Hub での品質確認とブレンディング、幹線パイプラインでの輸送、貯留サイトでの注入、長期モニタリングのすべてを担当する。この明確な責任分担により、排出者はコアビジネス(生産活動)に集中でき、CO₂の輸送・貯留という専門的なサービスを Porthos BV にアウトソースできる。

進捗状況と課題

Porthos プロジェクトは、2024 年 12 月に FID(最終投資決定)を行い、建設段階に入った。パイプラインネットワークの建設は 2025 年初頭に開始され、2026-2027 年の操業開始を目指している。各排出者の施設での CO₂回収設備の建設も並行して進められており、Shell と ExxonMobil は既に建設を開始している。

しかし、いくつかの課題も存在する。第一に、スケジュール調整の複雑性である。Porthos プロジェクト全体の成功には、4 つの排出者の CO₂回収設備、Porthos のパイプラインインフラ、貯留サイトの注入設備が同時期に完成する必要がある。いずれか一方が遅延すれば、プロジェクト全体のスケジュールと経済性に影響を及ぼす。特に、各排出者の CO₂回収設備の建設は、既存の生産施設の運転を継続しながら行われるため、技術的・運営的な困難が伴う。

第二に、貯留容量の限界である。P18-4 ガス田の貯留容量は約 37 百万トンであり、Porthos の第 1 フェーズの 25 年間の操業には不足する。このため、Porthos BV は、隣接する P18-2 および P18-6 ガス田のライセンス取得と開発を早期に進める必要がある。これらのガス田は現在も生産中または開発中であり、CCS 転用までには時間がかかる可能性がある。

第三に、将来の拡張と競合の問題である。Porthos の後継プロジェクトである Aramis(次節で詳述)は、より大規模な年間 5 百万トンの容量を計画しており、Porthos の顧客基盤や貯留サイトと部

分的に重複する可能性がある。Porthos BV と Aramis BV の間で、貯留サイトの配分、顧客の獲得、インフラの共有などについて、調整と協力が必要となる。

展望とロッテルダム港の脱炭素化戦略

Porthos は、ロッテルダム港地域の脱炭素化における第一歩であり、より広範な「Rotterdam Climate Agreement」¹⁶³の一環として位置づけられている。ロッテルダム港湾局は、2030年までに港湾地域の CO₂排出を 1990 年比 49%削減、2050 年までにカーボンニュートラルを達成するという目標¹⁶⁴を掲げており、Porthos はこの目標達成のための重要な手段である。

ロッテルダム港は、Porthos に加えて、Aramis、Athos(船舶輸送 CO₂の受け入れターミナル)など複数の CCS プロジェクトを計画しており、2030 年までに年間約 10-15 百万トン、2050 年までに年間 30-50 百万トンの CO₂を回収・貯留する能力を構築することを目指している。これにより、ロッテルダム港は「欧州の CO₂ハブ」の一つとして、国内外の排出源から CO₂を受け入れ、北海の貯留サイト(オランダ領域およびノルウェーなど他国)に輸送・貯留する中心的な役割を果たすことが期待されている。

Porthos プロジェクトは、技術的にはクラシカルなアプローチであるが、欧州最大の産業集積地における大規模 CCS の実現可能性を実証し、官民連携と SDE++制度による資金調達モデルの有効性を示す重要なケーススタディとなるであろう。

¹⁶³ <https://www.portofrotterdam.com/en/port-future/energy-transition>

¹⁶⁴ Port of Rotterdam Authority, "2030 and 2050 Climate Targets" (2024)

3.3.5 Aramis(オランダ)

Aramis (Advanced Rotterdam Area Multifaceted Industrial Strategy for CO₂ Reduction)¹⁶⁵ は、Porthos の後継プロジェクトとして計画されているオランダの大規模 CCS イニシアティブであり、ロッテルダム港地域およびアムステルダム港地域の広範な産業施設を対象としている。Aramis は、Porthos の経験と教訓を基盤として、より大規模な容量(年間 5 百万トン)、より広範な地理的範囲、より多様な排出源の統合を目指しており、オランダの CCS 市場における次世代の中核プロジェクトとして位置づけられている。

プロジェクトの背景と戦略的位置づけ

Aramis プロジェクトは、オランダ政府の長期的な気候戦略の文脈で理解される必要がある。オランダは、2050 年までに 1990 年比 95%削減という極めて野心的な目標¹⁶⁶を掲げており、この目標達成には産業部門の大規模な脱炭素化が不可欠である。Porthos プロジェクトの年間 2.5 百万トンという容量は、ロッテルダム港地域の年間 22 百万トンという総排出量のわずか約 11%をカバーするに過ぎず、2030 年以降のさらなる排出削減には追加的な CCS インフラが必要である。Aramis は、この需要に応えるために構想されたプロジェクトである。

Aramis は、Porthos BV と同様に、Gasunie、Port of Rotterdam Authority、EBN の三者による合弁企業 Aramis BV によって開発される予定である。Porthos での経験と実績を活かし、より効率的なプロジェクト開発と運営を実現することが期待されている。また、Aramis は、Porthos との相乗効果(シナジー)を追求しており、一部のインフラ(例:港湾ターミナル、貯留サイトのモニタリング設備など)の共有、技術的知見の共有、オペレーショナル・エクセレンスの継承などが計画されている。

技術的構成とインフラ

Aramis プロジェクトの技術的な特徴は、Porthos よりも大規模かつ複雑なパイプラインネットワークである。Aramis は、ロッテルダム港地域に加えて、アムステルダム港地域(約 50 キロメートル北東)までカバーし、合計で約 20-30 の産業施設を接続する計画である。¹⁶⁷対象となる産業セクターは、Porthos と同様の石油精製、石油化学、化学製造に加えて、廃棄物焼却、発電、セメント、製紙など、より多様な排出源を含んでいる。

パイプラインネットワークは、既存の天然ガスパイプラインの転用を積極的に活用する戦略を採用している。オランダは、Groningen ガス田の段階的閉鎖¹⁶⁸に伴い、天然ガス供給量が減少しており、一部の天然ガスパイプラインの利用率が低下している。Aramis は、これらの既存パイプラインを CO₂輸送用に転用することで、新規建設に比べて約 30-50%の投資削減を実現できると推定している。ただし、パイプラインの転用には、内部洗浄、腐食評価、圧力試験、内面ライニングの追加などの改修作業が必要であり、これには相当な技術的・経済的コストが伴う。

¹⁶⁵ <https://www.aramisproject.nl/> (参照:オランダ政府・産業界資料)

¹⁶⁶ <https://www.government.nl/topics/climate-change/climate-policy>

¹⁶⁷ Aramis Project, "Infrastructure Network Plan - Rotterdam and Amsterdam Port Areas" (2024)

¹⁶⁸ <https://www.government.nl/topics/groningen-gas-field>

Aramis の幹線パイプラインは、ロッテルダム港地域とアムステルダム港地域から、北海の貯留サイトまで約 50-80 キロメートルの距離を接続する。パイプラインの設計容量は年間 5 百万トン以上であり、設計圧力約 80-150 bar、直径約 800-1000 ミリメートルである。¹⁶⁹Porthos の幹線パイプライン(直径約 600-800 ミリメートル)と比較して大口徑であり、将来的な拡張の余地も考慮されている。

貯留サイトは、P18-2 および P18-3 枯渇ガス田である。これらのガス田は、Porthos が使用する P18-4 ガス田に隣接しており、同じロッテルダム層の砂岩貯留層を共有している。P18-2 と P18-3 の合計貯留容量は約 80-120 百万トンと推定されており¹⁷⁰、Aramis の 25 年間の操業(年間 5 百万トン×25 年=125 百万トン)をほぼカバーできる規模である。ただし、これらのガス田の一部はまだ生産中または開発中であり、CCS 転用までには調整と時間が必要である。

CO₂仕様と品質管理の進化

Aramis の CO₂仕様は、Porthos とほぼ同等であり、CO₂純度≥95%、H₂O≤500 ppm、H₂S≤100 ppm、総硫黄≤1000 ppm、酸素≤4%、窒素+アルゴン≤4%である。Porthos での運用経験が蓄積されれば、Aramis ではより洗練された品質管理プロセスが導入される可能性がある。

Aramis の特徴的な点は、より多様な排出源を統合することである。Porthos の 4 つの排出源(製油所、化学プラント×3)は比較的類似した産業プロセスからの CO₂であり、組成の変動が限定的である。一方、Aramis は廃棄物焼却(BECCS)、発電、セメントなど、異なる燃焼条件と排気ガス組成を持つ排出源を含んでおり、CO₂の組成変動がより大きい。このため、Aramis では、パイプラインネットワークの複数の地点に品質モニタリングステーションを設置し、リアルタイムで CO₂の組成を監視し、必要に応じて流量を調整またはオフスペック CO₂を隔離する能力が求められる。

また、Aramis は、将来的に欧州他国からの船舶輸送 CO₂の受け入れも視野に入れている。この場合、船舶輸送 CO₂(通常、より厳格な仕様、例:≥99.5%純度)とパイプライン輸送 CO₂(≥95%純度)を統合する必要があり、ブレンディングと品質調整が重要な技術的課題となる。Aramis は、Athos プロジェクト(船舶輸送 CO₂受け入れ専用ターミナル)との連携により、この課題に対応する計画である。

ビジネスモデルと資金調達

Aramis のビジネスモデルは、基本的には Porthos と同様の「輸送・貯留サービスプロバイダー」モデルである。排出者から固定料金を徴収し、CO₂の集約、輸送、貯留のすべてのサービスを提供する。ただし、Aramis は、より多様な顧客基盤と複雑なパイプラインネットワークを有するため、料金体系もより柔軟なものになる可能性がある。例えば、パイプライン接続点からの距離、年間供給量、CO₂の品質などに応じて、差別化された料金設定が導入される可能性がある。

Aramis の資金調達は、Porthos と同様に、オランダ政府の SDE++制度に大きく依存すると予想される。ただし、SDE++制度は定期的に見直されており、将来的には支援レベルが変更される

¹⁶⁹ Aramis Project, "Pipeline Design Specifications"

¹⁷⁰ TNO (Netherlands Organisation for Applied Scientific Research), "CO₂ Storage Capacity Assessment - North Sea Dutch Sector" (2022)

可能性がある。また、欧州委員会の Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)¹⁷¹が 2025 年 6 月に導入されたことで、オランダ政府は追加的な国家補助の選択肢を得ている。Aramis は、SDE++と CISAF を組み合わせた複合的な資金調達戦略を採用する可能性がある。

Aramis の総投資額は、Porthos の約 2 倍の約 25-30 億ユーロと推定されている²⁰¹。この投資額には、パイプラインネットワークの建設・改修(約 10-15 億ユーロ)、貯留サイトの開発(約 5-8 億ユーロ)、排出者側の CO₂回収設備への部分的支援(約 5-7 億ユーロ)などが含まれる。この大規模な投資を実現するためには、公的資金に加えて、民間投資の呼び込みが不可欠である。Aramis BV は、EU の Innovation Fund や EIB の気候変動対策融資など、複数の資金源からの支援獲得を目指している。

進捗状況と課題

Aramis プロジェクトは現在、計画段階(FEED: Front-End Engineering Design)にあり、2026-2028 年の FID(最終投資決定)を目指している。Porthos の操業開始(2026-2027 年予定)後、その運用経験とデータを踏まえて、Aramis の最終的な技術設計と事業計画が確定される予定である。操業開始は、2029-2031 年頃と見込まれている。

Aramis が直面する主要な課題の一つは、Porthos との調整である。両プロジェクトは、同じ地理的地域、同じ貯留層、一部重複する顧客基盤を対象としているため、以下の点で調整が必要である。第一に、貯留サイトの配分である。P18 ガス田群の貯留容量は限られており(合計約 150-200 百万トン)、Porthos (37 百万トンのうち 25 年で約 62.5 百万トンを使用)と Aramis (80-120 百万トンの容量、25 年で約 125 百万トンを使用)を合わせると、容量の上限に近づく。このため、将来的には、さらに別のガス田の開発、またはノルウェーなど他国の貯留サイトへの CO₂輸出が必要になる可能性がある。

第二に、顧客の獲得競争である。ロッテルダム港地域の産業施設は限られており、Porthos と Aramis の両方が同じ排出者にアプローチする可能性がある。一部の排出者(例: Shell、ExxonMobil)は、複数の施設を有しており¹⁷²、一部の施設を Porthos に、他の施設を Aramis に接続することも考えられる。ただし、排出者にとっては、契約の簡素化と交渉力の確保の観点から、単一の CCS 事業者と包括的な契約を締結することが望ましい場合もある。

第三に、インフラの共有と統合である。Porthos と Aramis が独立したパイプラインネットワークと貯留サイトを運営すれば、投資の重複と非効率が生じる。理想的には、両プロジェクトが一部のインフラ(例: 幹線パイプライン、貯留サイトの注入プラットフォーム、モニタリング設備など)を共有し、規模の経済を実現することが望ましい。Porthos BV と Aramis BV は、同じ三者(Gasunie、Port of Rotterdam、EBN)によって運営されているため、戦略的な統合の可能性は高いが、具体的な調整メカニズムはまだ確立されていない。

¹⁷¹ https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/legislation/modernisation/cisaf_en

¹⁷² Based on Port of Rotterdam industrial facilities database and public announcements

展望とオランダ CCS 市場の将来

Aramis プロジェクトと Porthos の成功は、オランダの CCS 市場の長期的な発展において極めて重要である。両プロジェクトが計画通りに実現すれば、2030 年までにオランダは年間約 8-12 百万トンの CO₂貯留能力を有することになり¹⁷³、これはオランダの産業排出(年間約 80-100 百万トン)の約 10%に相当する。2050 年に向けて 95%削減を達成するためには、さらに大規模な CCS の展開が必要であり、Aramis の後継プロジェクト、新規貯留サイトの開発、または他国(ノルウェー、デンマークなど)への大規模な CO₂輸出が不可欠となる。

オランダの貯留容量は、保守的な推定で約 2-9 ギガトンと限定的であり、長期的には容量不足が懸念されている。このため、オランダ政府と Port of Rotterdam Authority は、ロッテルダム港を「CO₂輸出ハブ」として位置づけ、国内で回収された CO₂をノルウェーなど貯留容量に余裕のある国に輸出する戦略を検討している。実際、オランダとノルウェーは 2024 年に CO₂輸送・貯留に関する協力意向書を締結しており、将来的な二国間協定の締結に向けた協議が進められている。

Aramis プロジェクトは、Porthos の経験を基盤として、より大規模で複雑な CCS インフラの実現可能性を実証し、オランダが「欧州の CO₂ハブ」の一つとして、国内外の排出源と貯留サイトを繋ぐ中心的な役割を果たすための基盤を築くことが期待されている¹⁷⁴。また、既存の天然ガスパイプラインの転用、多様な排出源の統合、Porthos との戦略的連携など、Aramis の革新的なアプローチは、他の欧州諸国の CCS プロジェクトにとっても貴重な教訓とモデルケースになると考えている。

¹⁷³ Combined capacity estimates from Porthos and Aramis project documentation

¹⁷⁴ Based on Dutch Government CCS Strategy and Port of Rotterdam Long-term Planning Documents

3.4 主要プロジェクトの CO₂仕様比較

前節で詳述した 5 つの主要プロジェクト—Northern Lights、Greensand、HyNet、Porthos、Aramis—は、それぞれ異なる CO₂仕様を採用している。これらの仕様の違いは、輸送モード、貯留層の特性、排出源の多様性、事業戦略など、多面的な要因の相互作用の結果である。本節では、これら 5 つのプロジェクトの CO₂仕様を体系的に比較し、仕様の違いが生じる要因とそれぞれのアプローチの特徴を分析する。

仕様の全体像と二極化の傾向

5 つのプロジェクトの CO₂仕様を比較すると、明確な二極化の傾向が見られる。Northern Lights は極めて厳格な仕様を採用しており、CO₂純度 99.81%以上、水分 30ppm 以下、硫化水素 30ppm 以下という世界最高水準の品質要求を設定している。一方、他の 4 つのプロジェクト (Greensand 商業フェーズ、Porthos、Aramis、HyNet) は、CO₂純度 95-95.5%以上、水分 480-500ppm 以下、硫化水素 100-200ppm 以下という、相対的に緩和された仕様群を形成している。

この二極化の主要な要因は輸送モードである。Northern Lights は船舶輸送を採用し、液化 CO₂を低温・中圧条件 (-28°C、6-8 bar) で輸送する。この条件下では、不純物による相分離や固化のリスクが高く、厳格な仕様が必要となる。対照的に、Porthos、Aramis、HyNet はパイプライン輸送を採用し、CO₂は超臨界相 (80-150 bar、20-45°C) で輸送される。超臨界相では不純物の影響が小さく、より緩和された仕様が許容される。

Greensand は特殊な位置にある。船舶輸送を採用しながらも、商業フェーズでは CO₂純度 95%以上という緩和された仕様を計画している。これは、排出源が限定的で組成変動が小さいこと、貯留層が枯渇油田であり不純物への耐性があること、過度に厳格な仕様が経済性を損なうリスクがあることなどによる。ただし、パイロットフェーズでは技術検証を重視し、99%以上の厳格な仕様を採用している。

主要パラメータ別の比較分析

水分濃度の制限は、CO₂仕様の中で最も重要なパラメータである。水分は CO₂と反応して炭酸を生成し、金属材料を腐食させる主要なメカニズムとなるからである。Northern Lights の水分仕様 30ppm 以下は最も厳格で、冷却凝縮、グリコール脱水、モレキュラーシーブ脱水という多段階プロセスが必要となる。HyNet の 480ppm 以下、他のパイプラインプロジェクトの 500ppm 以下は、冷却凝縮とグリコール脱水の組み合わせで達成可能な水準である。水分濃度を 500ppm から 30ppm まで低減するための追加コストは約 5-10 ユーロ/tCO₂と推定され、年間 1 百万トンの排出者にとって年間 500 万-1000 万ユーロの追加負担となる。

硫化水素は水分とともに腐食の主要促進因子である。Northern Lights の 30ppm 以下という仕様は、船舶タンクの密閉系で航海中の検査・修理が不可能なことを考慮した厳格な設定である。Porthos、Aramis の 100ppm 以下は、炭素鋼パイプラインに内面エポキシライニングを施すことで達成される安全性基準である。Greensand 商業フェーズと HyNet の 200ppm 以下は、腐食モニタリングと腐食抑制剤注入による動的管理戦略を前提としている。

窒素とアルゴンの制限も重要である。Northern Lights の 1%以下という厳格な仕様は、液化条件下でこれらの軽質成分が気相に分配されてタンク圧力を上昇させるリスクへの対応である。パイプライン輸送プロジェクトの 4%以下は、貯留容量への影響を考慮しつつも、窒素除去の高コスト（極低温分離が必要、10-30 ユーロ/tCO₂）を回避する実用的な選択である。窒素とアルゴンは化学的に不活性だが、大量に存在すると CO₂の密度を低下させ、同じ地層容積に貯留できる CO₂量を減少させる。

酸素濃度の仕様は、プロジェクト間で最も大きな差異を示す。Northern Lights の 40ppm 以下に対し、パイプライン輸送プロジェクトは 100ppm (HyNet) から 4000ppm (Porthos、Aramis、Greensand) と、100 倍の差がある。酸素は強力な酸化剤として腐食を促進するが、パイプラインでは連続的な流れと定期的な検査により、比較的高い酸素濃度が許容される。

仕様決定の背景要因

各プロジェクトの CO₂仕様は、単一の要因ではなく、複数の要因の総合的な評価に基づいて決定されている。第一の要因は輸送モードである。船舶輸送では液化条件下での相挙動の複雑性、密閉系での品質維持の困難性、国際航海における複数の規制枠組みへの適合が、厳格な仕様を要求する。パイプライン輸送では超臨界相での安定性、連続流による品質変動の平準化、定期検査の可能性が、緩和された仕様を許容する。

第二の要因は排出源の多様性である。Northern Lights は欧州各地の異なる産業施設から CO₂を受け入れるオープンアクセス型であり、異なる組成の CO₂が混合される際の予期しない相互作用リスクを最小化するため、厳格な仕様が必要となる。Porthos は限定的な 4 施設、Greensand パイロットフェーズは 2-3 施設という少数の排出源を対象とし、組成変動が小さいため、より柔軟な仕様設定が可能である。

第三の要因は貯留層の特性である。Johansen 層 (Northern Lights) は塩水帯水層であり、不純物との地化学反応に関する長期データが限定的なため、慎重なアプローチが採られている。枯渇ガス田 (Porthos、Aramis、HyNet、Greensand) は、もともと炭化水素を含んでいたため、一定レベルの不純物に対する耐性があると考えられている。

第四の要因は戦略的ポジショニングである。Northern Lights は世界初の商業的国際 CO₂輸送・貯留サービスとして、最高水準の品質保証を提供することで国際的な信頼とブランドを確立する戦略を採っている。これに対し、国内または地域的项目は、経済性と実用性を重視し、適度な仕様でより多くの排出者の参加を促す戦略を採っている。

仕様の経済的影響

CO₂仕様の違いは、バリューチェーン全体のコスト構造に大きな影響を及ぼす。Northern Lights の厳格な仕様を満たすための排出者側の精製コストは、Porthos の緩和された仕様と比較して、約 15-30 ユーロ/tCO₂高いと推定されている¹⁷⁵。年間 1 百万トンの排出者にとって、これは年間 1500 万-3000 万ユーロの追加投資と運用コストを意味する。

¹⁷⁵ Based on IEA GHG Technical Reports on CO₂ purification costs and Element Energy cost studies for European CCS projects

しかし、この追加コストは輸送・貯留段階でのコスト削減によって部分的に相殺される。Northern Lights の厳格な仕様により、船舶タンクの材料は標準的な 9% Nickel 鋼で対応可能となり、より高価な特殊合金やステンレス鋼を回避できる。パイプラインプロジェクトで緩和された仕様を採用する場合、炭素鋼パイプラインに内面ライニングを施すコストは、パイプライン建設費の 10-20%増加をもたらす。100 キロメートルのパイプラインでは、これは約 2000 万-4000 万ユーロの追加投資となる。

重要なのは、仕様の経済的影響がバリューチェーン全体で最適化される必要があることである。過度に厳格な仕様は排出者の参加を阻害し、インフラの利用率を低下させる。過度に緩和された仕様は輸送・貯留段階でのリスクとコストを増大させる。最適な仕様は、技術的実行可能性、経済性、リスク管理、市場の受容性のバランスを考慮して決定される。

標準化に向けた課題と展望

現在の CO₂仕様の多様性は、プロジェクト間の互換性を制限し、市場の発展を阻害する要因となっている。排出者が回収した CO₂が Northern Lights の仕様を満たしても、Porthos の仕様を満たさない(またはその逆)という状況は、排出者の選択肢を制限し、輸送・貯留インフラの柔軟な利用を妨げる。

欧州委員会は 2026 年の CO₂輸送立法イニシアティブにおいて¹⁷⁶、CO₂仕様の標準化を重要な課題として認識している。しかし、完全な統一基準の策定は困難である。なぜなら、技術的多様性(輸送モード、貯留層タイプの違い)、地理的・経済的条件の違い、既存プロジェクトの仕様変更の困難性などの制約があるためである。

実現可能なアプローチは、階層的な標準化である。第一層として、すべてのプロジェクトが満たすべき最低基準(例:H₂S≤200 ppm、H₂O≤500 ppm)を設定する。これは安全性と環境保護の観点から必須の要件となる。第二層として、輸送モード別の推奨基準(船舶輸送では≥99%純度、パイプライン輸送では≥95%純度など)を設定する。第三層として、プロジェクト固有の追加要件を柔軟に設定できる余地を残す。

このような階層的アプローチにより、技術的多様性を維持しつつ、一定の互換性と市場の流動性を確保することが可能となる。5 つの主要プロジェクトの運用経験が蓄積されれば、実証データに基づいたより洗練された標準化の議論が可能になるであろう。

¹⁷⁶ European Commission, "CO₂ Transport Infrastructure and Markets - Legislative Initiative" (planned for adoption in 2026), part of the ICM Strategy implementation roadmap

仕様項目	Northern Lights (ノルウェー)	Greensand パイロット (デンマーク)	Greensand 商業 (デンマーク)	Porthos (オランダ)	Aramis (オランダ)	HyNet (英国)
基本情報						
輸送モード	船舶	船舶	船舶	パイプライン	パイプライン	パイプライン
輸送距離	500-1,000 km	約 200 km	約 200 km	約 30 km	約 50-80 km	約 200 km
輸送条件	-28°C, 6-8 bar (液相)	-50°C~-20°C 6-10 bar (液相)	同左	30-80 bar, 20-45°C (超臨界相)	同左	40-80 bar, 15-45°C (超臨界相)
貯留タイプ	塩水帯水層 (Johansen 層)	枯渇油田 (Nini West)	同左	枯渇ガス田 (P18-4)	枯渇ガス田 (P18-2/3)	枯渇ガス田 (Liverpool Bay)
主要仕様						
CO ₂ 純度(最小)	≥99.81%	≥99%	≥95%	≥95%	≥95%	≥95.5%
水分 (H ₂ O)	≤30 ppm	≤100 ppm	≤500 ppm	≤500 ppm	≤500 ppm	≤480 ppm
硫化水素(H ₂ S)	≤30 ppm	≤50 ppm	≤200 ppm	≤100 ppm	≤100 ppm	≤200 ppm
総硫黄(S total)	≤60 ppm	-	≤1,000 ppm	≤1,000 ppm	≤1,000 ppm	≤650 ppm
二酸化硫黄(SO ₂)	≤100 ppm	-	≤2,000 ppm	≤1,000 ppm	≤1,000 ppm	≤2,000 ppm
酸素 (O ₂)	≤40 ppm	-	≤4%	≤4%	≤4%	≤100 ppm
窒素 (N ₂) +アルゴン (Ar)	≤1%	-	≤4%	≤4%	≤4%	≤4%
一酸化炭素 (CO)	≤2,000 ppm	≤2,000 ppm	≤2,000 ppm	≤2,000 ppm	≤2,000 ppm	≤2,000 ppm
水素 (H ₂)	≤4,000 ppm	-	≤4%	≤4%	≤4%	≤4,000 ppm
炭化水素(HC total)	≤2%	-	≤4%	≤5%	≤5%	≤5%
窒素酸化物(NO _x)	≤100 ppm	-	≤300 ppm	≤300 ppm	≤300 ppm	≤400 ppm
アミン	≤50 ppm	-	-	-	-	-
固体粒子	≤10 mg/Nm ³	-	-	-	-	-
運転条件						
温度範囲	-28°C~+40°C	-50°C~+45°C	-10°C~+45°C	+20°C~ +45°C	+20°C~ +45°C	+15°C~ +45°C
圧力範囲	6-8 bar	6-10 bar	6-10 bar	30-80 bar	30-80 bar	40-80 bar

表 3-18: 欧州主要 CCUS プロジェクトの CO₂仕様詳細比較

出所: Northern Lights, Greensand, Porthos, Aramis, HyNet 技術仕様書¹⁷⁷

¹⁷⁷ Compilation based on: Northern Lights Technical Specifications; Project Greensand Technical Documentation; Porthos

第4章 CO₂海上輸送市場

4.1 LCO₂船隊の現状

液化CO₂(LCO₂)の海上輸送は、欧州CCUS市場の発展における重要なインフラ要素であり、特に越境CO₂輸送の実現において不可欠な役割を果たしている。パイプライン輸送が地理的に連続した陸上・浅海域に限定されるのに対し、船舶輸送は数百から数千キロメートルの長距離輸送、複数の港湾間の柔軟な接続、段階的な容量拡張を可能にする。

CO₂の海上輸送は、食品産業、飲料産業、化学産業において数十年にわたり小規模に行われてきた。これらの既存用途に使用されてきた船舶(以下「レガシー船舶」)は容量が小さく(通常1,000-1,500立方メートル)、CCSの大規模な需要には対応できない。2024年のNorthern Lightsプロジェクトの操業開始に伴い、CCS用途に特化した大型LCO₂運搬船の商業運航が開始され、本格的な市場形成期を迎えている。

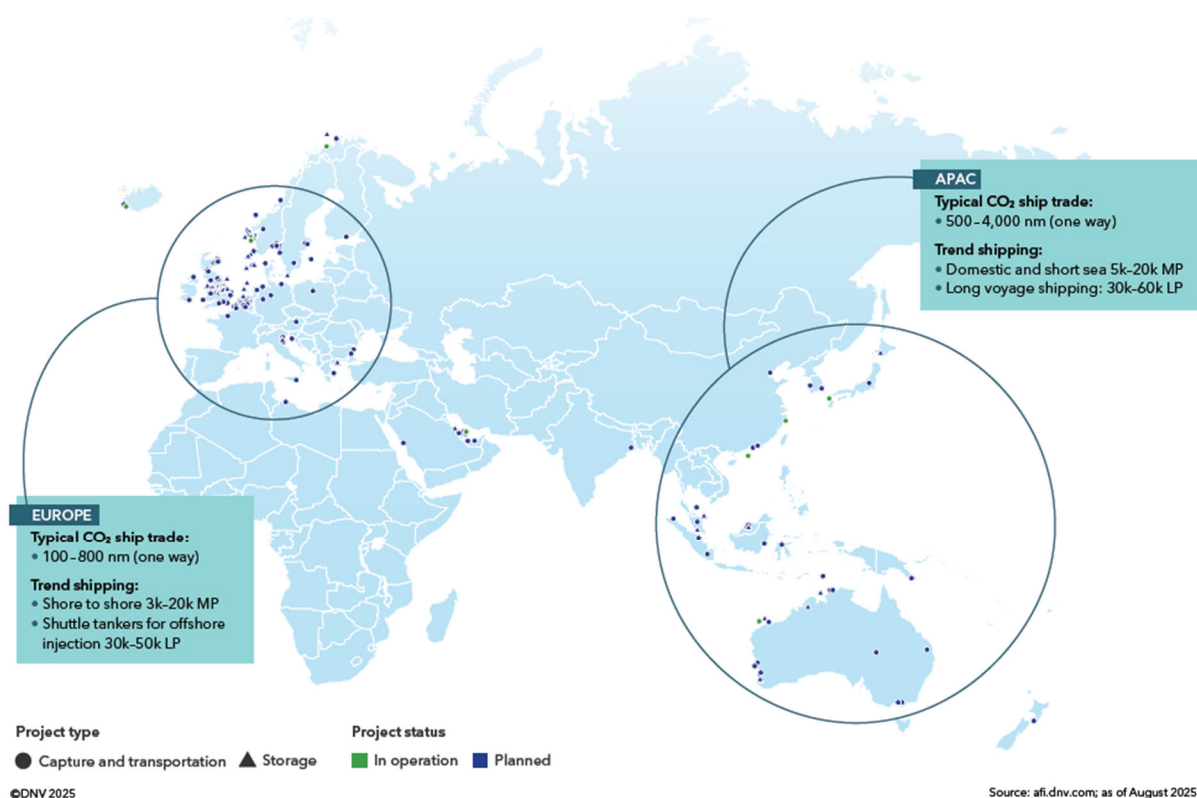


図 4-1: 世界の CCS プロジェクト立地と CO₂船舶輸送ルート・LCO₂運搬船のトレンド

4.1.1 運航中・建造中の船舶

◆ Northern Lights 専用船: CCS 専用大型船の先行事例

2024年に運航を開始したNorthern PioneerとNorthern Pathfinderは、CCS用途に特化した最初の大型LCO₂運搬船である。両船は、従来のレガシー船舶と比較して約5-7倍の輸送能力を有し、CCSの商業的輸送における技術的・経済的実行可能性を実証している。

項目	詳細
船名	Northern Pioneer、Northern Pathfinder
竣工	2024 年初頭
造船所	Panasia (韓国)、Dalian Shipbuilding (中国)
容量	7,500 m ³ (約 5,000-6,000 トン CO ₂)
船型	全長 130m、幅 22m、喫水 7-8m
タンク素材	9%ニッケル鋼 (Type C タンク、2 基)
輸送条件	-28°C ~ -50°C、6-8 bar
水深	ディーゼルエンジン、航海速度 14-15 ノット
船級承認	DNV「CO ₂ RECOND」(CO ₂ 輸送・洋上注入特化認証)

表 4-1: Northern Lights 専用船の概要

技術的特徴:

- **真空断熱構造**: 外部からの熱侵入を最小化し、蒸発 (BOG) を抑制
- **9%ニッケル鋼**: -196°C までの低温で優れた靱性を維持、LNG 運搬船で 50 年以上の実績
- **CO₂ RECOND 認証**: 液化 CO₂ の物性、不純物の影響、腐食リスク、安全性要件を包括的にカバー

運航実績:

Northern Pioneer は 2024 年 3 月に初航海を実施し、ベルギーのアントワープ港からノルウェーの Øygarden Terminal まで約 1,000 キロメートルの航路で約 5,500 トンの液化 CO₂ を輸送した。これは CCS 目的での国際的な大規模 CO₂ 海上輸送の最初の商業事例となった。2024 年末までに約 15-20 回の商業航海が実施され、重大な技術的問題や安全上の懸念は報告されておらず、設計と運航手順の妥当性が実証されている。

建造中および計画中の船舶

Northern Lights の運航実績を踏まえ、複数の CCS プロジェクトが専用船舶の確保を進めている。

プロジェクト	計画隻数	容量	就航予定	用途
Northern Lights Phase 2	2-3 隻	7,500 m ³	2026-2027 年	容量拡張(1.5→5 Mtpa)
Greensand	1-2 隻	7,500 m ³	2026-2027 年	デンマーク国内輸送
Antwerp@C	2-3 隻	7,500-10,000 m ³	2027-2029 年	ベルギー→ノルウェー
CO2TransPorts	2-3 隻	7,500 m ³	2028-2030 年	ドイツ→ノルウェー

表 4-2: CCS プロジェクト毎の船用船舶の概要

船舶建造のリードタイム:

- 設計・契約:6-12 ヶ月
- 建造:18-24 ヶ月
- 合計:2-3 年

船舶の多様化とサイズ展開

現在運航中および建造中の船舶は、すべて 7,500 立方メートル級であるが、将来的には市場の成熟に伴い、多様なサイズの船舶が導入される見込みである。欧州の CCS 市場に関する各種の予測研究¹⁷⁸では、以下のような船舶サイズの展開が想定されている。

小型船(3,000-5,000 立方メートル級)は、短距離航路(100-300 キロメートル)および小規模排出源(年間 10-50 万トン)に適している。デンマーク、スウェーデン、バルト海沿岸諸国の地域内輸送、または複数の小規模港湾を経由する「ミルクラン」方式の集荷に使用される可能性がある。建造コストは約 40-60 百万ユーロと推定される。

中型船(7,500-15,000 立方メートル級)は、現在の主流であり、中距離航路(300-1,000 キロメートル)および中規模排出源(年間 50-200 万トン)に最適である。Northern Lights、Greensand、Antwerp@C などの初期プロジェクトで採用されている実績のあるサイズであり、技術的成熟度が高い。建造コストは約 60-100 百万ユーロである。

大型船(20,000-40,000 立方メートル級)は、長距離航路(1,000-3,000 キロメートル)および大規模排出源(年間 200-500 万トン以上)に適している。例えば、地中海諸国から北海への越境輸送、または将来的に欧州外(中東、アジアなど)からの輸入に使用される可能性がある。建造コストは約 120-200 百万ユーロと推定されるが、規模の経済により単位輸送コスト(ユーロトン CO₂/キロ

¹⁷⁸ Clarkson Research Services, "CO2 Carrier Fleet Database" (2024-2025); DNV, "Alternative Fuel Insights - CO2 Carriers" (2024)

メートル)は大幅に低減される。ただし、大型船は港湾インフラ(岸壁水深、荷役設備など)への要求が高く、また柔軟性が低いため、初期段階での導入は限定的と予想される。

超大型船(50,000 立方メートル以上)は、理論的には可能であるが、CCS 市場における需要の不確実性、港湾インフラの制約、経済性の検証不足などから、2030 年代以前の導入は考えにくい。ただし、2040-2050 年に向けて CCS 市場が大規模に成長すれば、LNG 運搬船(最大で約 260,000 立方メートル)と同様の超大型船が登場する可能性もある。

推進システムと環境性能

現在の LCO₂運搬船は、従来型のディーゼルエンジン推進を採用している。しかし、欧州の FuelEU Maritime 規則が 2025 年から施行され、船舶の温室効果ガス排出削減が義務化されたことで、新造船の推進システムにも変化が生じつつある。

一つの選択肢は、デュアルフューエルエンジン(Dual-Fuel Engine)の採用である。このエンジンは、従来の重油に加えて、LNG(液化天然ガス)またはメタノールを燃料として使用できる。LNG 燃料により、重油と比較して CO₂排出を約 20-25%削減でき、硫黄酸化物や粒子状物質の排出もほぼゼロとなる。Northern Lights 第 2 世代船舶では、デュアルフューエルエンジンの採用が検討されている。

もう一つの選択肢は、液化 CO₂貨物の一部を再ガス化し、船舶の補助燃料として使用するアプローチである。液化 CO₂タンクからの蒸発ガス(BOG)は、通常は再液化して貨物タンクに戻されるが、これをエンジンの燃料として使用することも技術的には可能である。ただし、CO₂は燃焼しないため、直接的な燃料とはならず、既存燃料との混焼または燃焼効率向上のための補助的役割に限定される。この技術はまだ実証段階にあり、商業的採用には至っていない。

将来的には、アンモニア燃料船、水素燃料船、完全電動船(バッテリー推進)などのゼロエミッション推進システムが、LCO₂運搬船にも導入される可能性がある。特にアンモニアは、海運業界で有力なゼロエミッション燃料として注目されており、大型外航船での採用が 2020 年代後半から開始される見込みである。LCO₂運搬船がアンモニア燃料を採用すれば、CCS バリューチェーン全体の環境性能が向上し、FuelEU Maritime の厳格化する排出削減目標(2050 年までに Well-to-Wake 排出を 80%削減)の達成に寄与する。

4.1.2 レガシー船舶との比較

レガシー船舶の特性

液化 CO₂の海上輸送は、CCS 以前から食品・飲料産業(炭酸飲料、ビール、冷凍食品等)、化学産業、石油産業(石油増進回収、EOR)などで小規模に行われてきた。これらの用途に使用されてきた船舶をレガシー船舶と呼ぶ。

レガシー船舶の容量は通常 1,000-1,500 立方メートルであり、CCS 専用船(7,500 立方メートル以上)と比較して約 5-7 倍小さい。世界全体で約 15-20 隻が存在すると推定されるが、欧州域内で運航されているのは約 5-8 隻程度であり、主に北海およびバルト海沿岸の港湾間で食品・飲料産業向けの CO₂を輸送している。

レガシー船舶 vs. CCS 専用船の比較:

項目	レガシー船舶	CCS 専用船
容量	1,000-1,500 m ³	7,500 m ³ 以上
1 航海輸送量	800-1,000トン	5,000-6,000トン
輸送方式	常温・高圧 (0-10°C、15-20 bar)	深冷・中圧 (-28~-50°C、6-10 bar)
CO ₂ 密度	800-850 kg/m ³	1,100-1,150 kg/m ³
タンク材料	ステンレス鋼(SUS316L)	9%ニッケル鋼
主な用途	食品・飲料産業	CCS 専用
CO ₂ 純度	99.9%以上(食品グレード)	95-99.8%
船齢	20-40 年	新造
建造コスト	15-25 百万€	60-80 百万€

表 4-3:レガシー船舶 vs. CCS 専用船の比較

輸送効率の比較例(年間 100 万トン、500km 輸送):

項目	レガシー船舶	CCS 専用船
年間航海回数	1,111 回	182 回
必要隻数	12-13 隻	2 隻
運航コスト	180-325 百万€	120-160 百万€
運航コスト(相対)	6-7 倍	基準(1.0)
燃料効率(トンマイルあたり)	基準(1.0)	30-40%改善
輸送コスト	35-55 €/tCO ₂	15-25 €/tCO ₂

表 4-4:輸送効率の比較例(年間 100 万トン、500km 輸送)

技術的・経済的分析

容量の差異は、輸送効率と経済性に直接的な影響を及ぼす。年間 100 万トンの CO₂を 500 キロメートル輸送する場合、CCS 専用船では 2 隻で対応可能だが、レガシー船舶では 12-13 隻が必要となる。この差は、建造コスト(CCS 専用船:120-160 百万€,レガシー船舶:180-325 百万€)、運航コスト(レガシー船舶が CCS 専用船の約 6-7 倍)、船員確保、港湾混雑などに大きな影響を及ぼす。

エネルギー効率の観点からも、CCS 専用船が優位である。大型船は船体の長さや幅が大きいため相対的に抵抗が小さく、トンマイル(1 トンの貨物を 1 マイル輸送)あたりの燃料消費がレガシー船舶と比較して約 30-40%少ない。

レガシー船舶の CCS 転用の評価

CCS 市場の初期段階において、既存のレガシー船舶を CCS 用途に転用することは、新造船の建造コストと時間を節約できる選択肢として検討されてきた。しかし、以下の制約がある：

1. **容量の限界**: 1,000-1,500 m³の容量では、商業規模の CCS 需要(年間数百万トン規模)に対応困難
2. **設計の相違**: 常温・高圧方式から深冷・中圧方式への改修は技術的に困難かつ高コスト
3. **老朽化**: 船齢 20-40 年であり、近い将来に退役または大規模改修が必要
4. **経済性**: 輸送コストが CCS 専用船の約 2 倍

これらの制約から、レガシー船舶はパイロットプロジェクトや小規模輸送(年間 10-50 万トン)には有用だが、商業規模の CCS には適用が限定的と評価される。

4.2 船型と技術的バリエーション

LCO₂運搬船の設計は、輸送距離、輸送量、航路特性、港湾インフラなどの多様な要因に応じて最適化される必要がある。現在、欧州の CCS 市場では主に 7,500 立方メートル級の中型船が主流であるが、市場の成熟に伴い、多様な船型とサイズが展開されることが予想される。本節では、輸送距離別の船舶設計の特性、大型化の動向とその経済的・技術的背景について分析する。

4.2.1 短距離・中距離・長距離輸送向け設計

LCO₂運搬船の最適な船型は、輸送距離、年間輸送量、港湾インフラの制約などの要因によって決定される。現在運航中の船舶は 7,500 立方メートル級の中型船に限定されているが、市場の成熟に伴い、多様なサイズの船舶が導入される見込みである。

船舶サイズと適用条件:

船舶サイズ	容量(m ³)	輸送量(トン/航海)	適用距離	適用輸送量(Mtpa)	建造コスト(百万€)	主な適用例
小型	3,000-5,000	2,000-3,500	100-300km	0.1-0.5	40-60	地域内輸送、複数港湾経由方式
中型	7,500-15,000	5,000-11,000	300-1,000km	0.5-2	60-100	現在の標準サイズ
大型	20,000-40,000	14,000-30,000	1,000-3,000km	2-5	120-200	長距離越境輸送
超大型	50,000+	37,000+	3,000km+	5+	240+	2040年代以降の検討対象

表 4-4: 船舶サイズと適用条件

小型船(3,000-5,000 立方メートル級)

小型船は、短距離航路(100-300 キロメートル)および小規模排出源(年間 10-50 万トン)に適用される。デンマーク、スウェーデン、バルト海沿岸諸国の地域内輸送、または複数の小規模港湾を経由する集荷方式での使用が想定される。建造コストは約 40-60 百万ユーロと推定される。

中型船(7,500-15,000 立方メートル級)

中型船は、現在の主流であり、中距離航路(300-1,000 キロメートル)および中規模排出源(年間 50-200 万トン)に適用される。Northern Lights、Greensand、Antwerp@C などの初期プロジェクトで採用されており、技術的成熟度が高い。建造コストは約 60-100 百万ユーロである。

大型船(20,000-40,000 立方メートル級)

大型船は、長距離航路(1,000-3,000 キロメートル)および大規模排出源(年間 200-500 万トン以上)に適用される。地中海諸国から北海への越境輸送、または将来的に欧州外からの輸入に使用される可能性がある。建造コストは約 120-200 百万ユーロと推定されるが、規模の経済により単位輸送コスト(ユーロ/トン CO₂/キロメートル)は大幅に低減される。

ただし、大型船は港湾インフラ(岸壁水深、荷役設備等)への要求が高く、また柔軟性が低いため、初期段階での導入は限定的と予想される。

超大型船(50,000 立方メートル以上)

超大型船は、技術的には実現可能であるが、CCS 市場における需要の不確実性、港湾インフラの制約、経済性の検証不足などから、2030 年代以前の導入可能性は低いと評価される。2040-2050 年に CCS 市場が大規模に成長すれば、LNG 運搬船(最大約 260,000 立方メートル)と同様の超大型船が検討対象となる可能性がある。

◆ ハイブリッド設計とモジュラーアプローチ

一部の船舶設計者は、複数の航路と輸送距離に対応できる「ハイブリッド設計」や「モジュラー設計」を提案している。ハイブリッド設計では、船舶の基本構造は中距離輸送向けであるが、貨物タンクや推進システムを容易に変更・拡張できる柔軟性を持たせる。例えば、初期は 7,500 立方メートルのタンク 2 基で運航し、需要が増加すれば追加のタンクモジュールを搭載して 12,000-15,000 立方メートルに拡張する、といったアプローチである²¹⁴。

モジュラー設計の利点は、需要の不確実性に対応できることである。CCS 市場は初期段階にあり、将来の需要規模とパターンには大きな不確実性がある。固定的な大型船を建造すれば、需要が予想を下回った場合に過剰投資となるリスクがある。モジュラー設計により、需要の成長に合わせて段階的に容量を拡張でき、投資リスクを軽減できる。

ただし、モジュラー設計には技術的課題もある。追加タンクモジュールの搭載には、船体構造の強度、重量バランス、配管システムの再設計などが必要であり、単純な「プラグ・アンド・プレイ」とはいかない。また、モジュラー設計のための追加の設計マージンは、初期建造コストを 10-15%増加させる可能性がある。このため、モジュラー設計が広く採用されるかどうかは、今後の市場動向次第である。

4.2.2 大型化の動向

規模の経済の効果

船舶の大型化は、単位輸送コストの大幅な低減を実現する重要な要素となっている。この効果は複数の要因によってもたらされる。

第一に、資本費の分散効果が挙げられる。船舶の建造コストは容量の増加に伴って上昇するものの、その増加率は容量の増加率を下回る傾向にある。これは規模の経済の典型的な効果であり、大型化によって単位容量あたりの建造コストが相対的に低減される。

第二に、燃料効率の向上が期待できる。大型船は船体抵抗が相対的に減少するため、トンマイルあたりの燃料消費量が少なくなる。この物理的特性により、輸送効率が大幅に改善される。

第三に、船員費の相対的減少という利点がある。船舶のサイズが増加しても、運航に必要な船員数はほぼ一定であることから、単位輸送量あたりの船員費が低減される仕組みとなっている。

これらの効果を総合的に評価した DNV の分析では、船舶サイズを 7,500 立方メートルから 50,000 立方メートルに増加させることで、輸送コストを約 55%削減できると推定されている。こうした顕著なコスト削減効果が、長距離・大量輸送における大型船の経済的優位性を裏付ける根拠となっている。

大型化の制約要因

一方で、船舶の大型化にはいくつかの重要な制約要因が存在している。

まず、需要の不確実性が大きな課題となる。CCS 市場の初期段階においては、年間数百万トン規模の安定的な輸送需要を確保することが困難な状況にある。市場が十分に成熟していない段階では、大型船を効率的に運用するために必要な輸送量を継続的に確保できるかどうかの不透明である。

次に、港湾インフラの制約も無視できない要因である。大型船の入港と荷役作業に対応可能な岸壁水深や荷役設備を備えた港湾は限定的であり、こうしたインフラ面での制約が大型船の運用範囲を狭めている。

さらに、柔軟性の低下という問題もある。大型船は需要変動への機動的な対応が難しく、複数の港湾への寄港や小規模な貯留サイトへの配送といった多様な輸送ニーズに応えることが困難である。この特性は、市場が発展途上にある段階では特に不利に働く。

加えて、初期投資の増大も重要な制約となる。大型船の建造には多額の初期投資が必要であるが、需要リスクが大きい段階においては、このような大規模投資の判断を下すことが極めて困難である。

これらの制約要因を総合的に考慮すると、2020年代は中型船、具体的には7,500立方メートルから15,000立方メートル級の船舶が市場の主流となると見込まれる。その後、2030年代以降に市場が成熟し、安定的な大量輸送需要が形成されるに伴い、段階的に大型船の導入が進むものと予想されている。

推進システムの進化

現在のLCO₂運搬船は、従来型のディーゼルエンジン推進を採用している。しかし、欧州のFuelEU Maritime規則が2025年から施行され、船舶の温室効果ガス排出削減が義務化されたことで、推進システムの変革が進行している。

世代	推進システム	CO ₂ 削減効果	導入時期	主な特徴
第1世代	従来型ディーゼル	基準	2024年～	現在の標準、技術的成熟度高
第2世代	デュアルフューエル (LNG/メタノール)	20-25%削減	2026年～	FuelEU Maritime 対応、 技術実証済
第3世代	アンモニア燃料	80%以上削減	2030年代 ～	海運業界で実証進行中
第4世代	水素・完全電動	ゼロエミッション	2040年代 ～	長期的検討段階

表 4-5: LCO₂運搬船の推進システムの動向

デュアルフューエルエンジン

デュアルフューエルエンジンは、従来の重油に加えて、LNG(液化天然ガス)またはメタノールを燃料として使用できる。LNG燃料により、重油と比較してCO₂排出を約20-25%削減でき、硫黄酸化物や粒子状物質の排出もほぼゼロとなる。Northern Lights 第2世代船舶では、デュアルフューエルエンジンの採用が検討されている。

アンモニア燃料船

アンモニアは、海運業界においてゼロエミッション燃料として注目されている。大型外航船での採用が 2020 年代後半から開始される見込みであり、LCO₂運搬船への適用も 2030 年代に検討される。アンモニア燃料の採用により、FuelEU Maritime の厳格化する排出削減目標(2050 年までに Well-to-Wake 排出を 80%削減)への対応が可能となる。

技術的課題

推進システムの転換には、以下の技術的課題が存在する:

1. **代替燃料の供給インフラ:** LNG、メタノール、アンモニアのバンカリング施設の整備が必要
2. **船舶設計の変更:** 燃料タンクの追加、安全設備の強化などによる貨物容量への影響
3. **運航コストの増加:** 代替燃料の価格が従来燃料より高い場合のコスト影響
4. **安全性の確保:** 特にアンモニアは毒性を有するため、厳格な安全基準の確立が必要

これらの課題に対応するため、業界全体での標準化、規制枠組みの整備、技術開発への投資が進行中である。

4.3 規制・分類基準

4.3.1 DNV による技術ガイダンスと CO₂ RECOND 記号¹⁷⁹

液化 CO₂の海上輸送は、安全性、環境保護、技術的信頼性の観点から、厳格な規制と分類基準に従う必要がある。LCO₂運搬船の規制枠組みは、国際海事機関(IMO)の国際条約、欧州連合の地域規則、船級協会の技術基準という 3 層構造で構成されている。

DNV(Det Norske Veritas)は、ノルウェーに本拠を置く世界最大の船級協会であり、LCO₂運搬船の技術基準の開発において先駆的な役割を果たしている。DNV は 2020 年代初頭、Northern Lights プロジェクトと共同で、CO₂輸送に特化した船級記号「CO₂ RECOND」を開発した。この記号は、CO₂の輸送と洋上注入という特殊な用途に対応した包括的な技術要件を規定している。

CO₂ RECOND 記号の開発以前、液化 CO₂の海上輸送は、LPG 運搬船やケミカルタンカーの既存規則を援用していた。しかし、これらの規則は、小規模・高純度・食品用途の CO₂輸送を想定しており、CCS における大規模・不純物含有・長距離輸送という条件には必ずしも適合しなかった。CO₂ RECOND 記号は、これらのギャップを埋めるために開発された。

CO₂ RECOND 記号の主要な技術要件は、以下の領域をカバーしている。第一に、液化 CO₂の物性データベースである。CO₂の密度、粘性、蒸気圧、相挙動などは、温度・圧力・不純物濃度によって変化する。DNV は、広範な温度域(摂氏マイナス 55 度から摂氏 40 度)、圧力域(5-20 気圧)、不純物濃度域(純度 95-100%)における液化 CO₂の物性データを整備し、タンク設計とオペレーションの基礎とした。

第二に、不純物の影響評価である。CCS 用 CO₂には、水分、硫化水素、窒素、酸素などの不純物が含まれる。これらの不純物は、タンク材料の腐食、相分離、固化などのリスクを引き起こす

¹⁷⁹ DNV, "Class Guideline: CO2 Carriers - CO2 RECOND Class Notation" DNVGL-CG-0497 (2023)
<https://www.dnv.com/maritime/>

可能性がある。CO₂ RECOND 記号は、主要な不純物について許容濃度範囲を規定し、それを超える場合の追加的な安全対策(特殊材料の使用、腐食モニタリング、温度・圧力管理の強化など)を要求している。

第三に、タンク設計基準である。液化 CO₂タンクは、低温での材料特性、熱膨張・収縮、圧力変動、液体スロッシングなどを考慮して設計される必要がある。CO₂ RECOND 記号は、タンク材料の選定基準(例:9%ニッケル鋼の使用、最低破壊靱性値の規定)、タンク形状と支持構造の設計原則、真空断熱層の性能要件、圧力逃がし弁と安全装置の仕様などを詳細に規定している。

第四に、配管系統と荷役設備である。液化 CO₂の積載・陸揚げには、専用の配管、ポンプ、バルブ、計測機器が使用される。CO₂ RECOND 記号は、これらの機器の材料、設計圧力・温度、腐食対策、漏洩検知システムなどについて要件を定めている。特に、低温での配管の熱収縮と応力集中を考慮した柔軟な配管設計、緊急遮断弁の配置、ベーパーリターンシステムの性能などが重視されている。

第五に、安全管理システムである。CO₂は、高濃度では窒息性ガスであり、船員の安全確保が重要である。CO₂ RECOND 記号は、CO₂ガス検知器の配置、換気システムの性能、緊急脱出設備、船員訓練プログラムなどについて要件を規定している。また、万一の CO₂漏洩時の対応手順、消火設備(CO₂雰囲気では通常の火災は発生しにくい)、他の可燃物の火災リスクはある)、海洋汚染防止対策なども含まれている。

CO₂ RECOND 記号の認証を取得するためには、船舶設計が上記のすべての要件を満たすことを実証する必要がある。設計段階では、DNV の技術審査チームが設計図面、構造計算書、材料仕様書などを詳細に審査する。建造段階では、DNV のサーベイヤー(検査員)が造船所に派遣され、タンクの溶接品質、材料試験、機器の性能試験などを監督する。竣工後は、海上公試(Sea Trial)において、タンクの冷却、液化 CO₂の積載、航海性能、荷役性能などが実証される。

Northern Pioneer と Pathfinder は、世界初の CO₂ RECOND 記号認証を取得した船舶であり、その設計と建造プロセスは、今後の LCO₂運搬船の標準となる重要な先例となっている。

4.3.2 安全・環境基準

国際海事機関(IMO)の規則

LCO₂運搬船は、IMO が策定する複数の国際条約に従う必要がある。最も基本的な条約は、SOLAS 条約(International Convention for the Safety of Life at Sea、海上における人命の安全のための国際条約)である。SOLAS 条約は、船舶の構造、消防設備、救命設備、航海機器、無線通信設備などに関する包括的な安全基準を規定している。液化ガス運搬船に特化した章として、SOLAS 第 VII 章「危険物の運送」があり、液化 CO₂はこの章の対象となる。

液化ガス運搬船のより詳細な技術基準は、IGC コード(International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk、液化ガスばら積み船の構造及び設備に関する国際規則)によって規定されている。IGC コードは、タンク形式の分類(独立タンク、メンブレンタンクなど)、タンク材料の要件、断熱性能、圧力逃がし装置、貨物制御システム、ガス検知システムなどについて詳細な基準を定めている。

液化 CO₂は、IGC コードにおいて「非反応性ガス」(Non-Reactive Gas)として分類されている。これは、CO₂が化学的に比較的安定であり、LNG や LPG のような可燃性がないことを反映している。ただし、CO₂は高濃度で窒息性があるため、IGC コードは密閉空間での作業時の安全対策、連続的なガス濃度モニタリング、十分な換気能力などを要求している。

環境保護の観点では、MARPOL 条約 (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships、船舶による汚染の防止のための国際条約)が適用される。MARPOL 条約の附属書 VI「船舶からの大気汚染の防止」は、船舶の SO_x(硫黄酸化物)、NO_x(窒素酸化物)、温室効果ガスの排出規制を定めている。LCO₂運搬船は、他の船舶と同様に、これらの排出規制を遵守する必要がある。

さらに、FuelEU Maritime 規則(前述)により、2025 年以降、欧州港湾に寄港するすべての船舶は温室効果ガス排出削減の義務を負う。LCO₂運搬船は、「CCS 輸送船」として一定の優遇措置を受ける可能性があるが、その詳細はまだ確定していない。一部の専門家は、船舶が輸送する CO₂の削減効果の一部を、船舶自体の排出と相殺できる「クレジット制度」の導入を提案しているが、これには方法論的な課題(二重計上の回避、検証可能性など)が存在する。

欧州連合の地域規則

欧州連合は、IMO の国際規則に加えて、独自の地域規則を導入している。最も重要なのは、EU-ETS (欧州排出量取引制度)の海運部門への拡大である。2024 年から、欧州港湾間を航行する船舶(域内航海)および EU 港湾に寄港する国際航海船舶(EU 港湾内での排出および EU 域内での航海距離に相当する排出)は、CO₂排出に対して排出枠を購入する義務を負う。

LCO₂運搬船もこの制度の対象となり、使用する燃料(重油、MGO[Marine Gas Oil]、LNG など)に応じて排出枠を購入する必要がある。現在の炭素価格(約 60-80 ユーロ/tCO₂)では、燃料コストが約 20-30%増加すると推定される。この追加コストは、最終的には CO₂輸送サービスの料金に転嫁される。

EU-ETS の海運部門適用には、一つの興味深い問題がある。それは、LCO₂運搬船が輸送する液化 CO₂からの蒸発ガス(BOG)の扱いである。液化 CO₂タンクは真空断熱されているが、外部からの熱侵入を完全にゼロにすることはできず、わずかな BOG が発生する。この BOG は、通常は再液化装置で処理され、タンクに戻される。しかし、再液化装置の容量を超える BOG が発生した場合、または再液化装置が故障した場合、BOG を大気に放出する必要性が生じる可能性がある。

この放出された CO₂は、EU-ETS の排出としてカウントされるのか? 技術的には、これは船舶の「燃料燃焼」による排出ではなく、「貨物からの漏洩」である。現在の EU-ETS 規則では、貨物漏洩は明示的にカバーされていないため、解釈の余地がある。一部の専門家は、貨物漏洩も排出枠の対象とすべきと主張しているが、他の専門家は、これは過度な負担であり、技術的不可避な漏洩は免除されるべきと主張している²²⁰。この問題は、今後の規則改正で明確化される必要がある。

船級協会の役割と競争

DNV に加えて、他の主要な船級協会 (Lloyd's Register[英国]、Bureau Veritas[フランス]、ClassNK[日本]、American Bureau of Shipping[米国]など)も、LCO₂運搬船の分類規則を開発している。これらの船級協会は、基本的には IMO の IGC コードに準拠しつつも、独自の追加要件や解釈を加えている。

船級協会間には、ある程度の競争が存在する。船舶所有者は、建造コスト、認証プロセスの迅速性、技術サポートの質などを考慮して、船級協会を選択する。DNV は、Northern Lights プロジェクトでの先行者利益により、LCO₂運搬船市場で現在優位な地位にあるが、他の船級協会も市場シェアの獲得を目指している。

船級協会間の健全な競争は、技術革新と規則の改善を促進する。例えば、Bureau Veritas は、DNV の CO₂ RECOND 記号と類似した「CO₂ Carrier」記号を開発し、一部の要件をさらに厳格化または簡素化している²²¹。ClassNK は、日本の造船所との協力により、日本の設計慣行に適合した規則の策定を進めている。このような多様性は、グローバルな造船市場において、異なる技術的アプローチと革新を促進する。

ただし、船級協会間の規則の過度な多様化は、国際的な相互運用性を阻害する可能性もある。理想的には、IMO が LCO₂運搬船に関する国際的に統一された技術基準を策定し、船級協会はこれを共通の基盤として使用することが望ましい。IMO は 2020 年代半ばから、CO₂輸送船に関する規則の検討を開始しており、2020 年代後半には新しい国際基準が導入される可能性がある。

4.4 LCO₂船市場の需要予測

LCO₂船舶輸送の需要は、欧州 CCS 市場全体の成長に伴い拡大する。第 3 章 3.2.2 で示したように、欧州の CCS 市場は 2030 年に 70-100 Mtpa、2050 年に 350-450 Mtpa に達すると予測され¹⁸⁰、このうち船舶輸送は 2030 年に 25-35 Mtpa (約 35%)、2050 年に 110-130 Mtpa (約 29-32%) を占める見込みである。

第 3 章では輸送モード別の需要構成(パイプライン vs. 船舶)を示したが、本節では船舶輸送需要をより詳細に分析する。具体的には、産業別の需要内訳、必要船舶数、船型構成、建造スケジュール、地域別配置、造船産業への含意などを推算する。

4.4.1 産業別需要

LCO₂船舶輸送の需要は、CO₂排出源の地理的分布、パイプラインインフラの利用可能性、越境輸送の必要性などによって決定される。欧州の CCS 市場において、船舶輸送は主に以下の 3 つの状況で選択される。第一に、排出源と貯留サイトが海峡や大きな水域で隔てられている場合(例:英国本土から北海洋上、ベルギーからノルウェー)。第二に、パイプライン建設が経済的または技術的に困難な場合(海底地形が複雑、水深が深い、既存インフラとの干渉など)。第三に、複数の小規模排出源を柔軟に集約する場合(港湾ターミナルでの集約・船舶輸送)。

◆ 製鉄産業からの需要

欧州の製鉄産業は、年間約 80-100 百万トンの CO₂を排出しており、2050 年に向けた脱炭素化において、水素還元製鉄と CCS の組み合わせが重要な選択肢となる。主要な製鉄所は、ドイツのルール工業地帯(デュイスブルク、ドルトムントなど)、フランス北部(ダンケルク)、ベルギー(ヘント)、オランダ(アイムイデン)、英国(ポートタルボット、スカンソープ)、スウェーデン(ルレオ)などに分布している。

これらの製鉄所のうち、北海沿岸に位置する施設(オランダ、ベルギー、ドイツ北部、英国東海岸)は、比較的短距離のパイプライン接続が可能であり、船舶輸送の需要は限定的である。しかし、内陸部の製鉄所(ドイツのルール地方)や地中海沿岸の製鉄所(スペイン、イタリア、ギリシャ)からの CO₂は、近隣の港湾までパイプラインまたは鉄道で輸送され、その後、船舶で北海の貯留サイトに輸送される可能性が高い。

2030 年までに、製鉄産業からの船舶輸送需要は年間約 5-10 百万トンと推定される¹⁸¹。これは、主に西欧諸国(ドイツ、フランス、ベルギー、オランダ)からノルウェーまたはデンマークへの輸送である。2050 年までには、地中海諸国の製鉄所からの需要が加わり、年間 15-25 百万トンに達する可能性がある。

¹⁸⁰ Market forecast compilation based on: European Commission ICM Strategy COM(2024) 62; IEA, "CCUS in Clean Energy Transitions" (2020); DNV, "Maritime Forecast to 2050 - CO2 Shipping" (2024)

¹⁸¹ Steel sector CO2 demand forecast based on: GCCSI sector analysis; IEA "Iron and Steel Technology Roadmap" (2020); DNV industry-specific studies

船舶輸送需要の推定:

- 2030年: 5-10 Mtpa (主に西欧諸国→ノルウェー/デンマーク)
- 2050年: 15-25 Mtpa (地中海諸国からの需要が追加)

◆ セメント産業からの需要

セメント産業は、プロセス排出(石灰石の分解による CO₂発生)が避けられないため、CCS が実質的に唯一の脱炭素化手段である。欧州のセメント産業は年間約 100-150 百万トンの CO₂を排出しており、主要なセメント工場は各国に広く分散している。

セメント工場の多くは、内陸部または沿岸部の中小都市に立地しており、大規模なパイプラインネットワークへの接続が困難な場合が多い。このため、セメント産業からの CO₂は、船舶輸送(沿岸部の工場)またはトラック・鉄道輸送で港湾に集約された後の船舶輸送(内陸部の工場)が主要な輸送手段となる可能性が高い。

デンマークの Greensand プロジェクトは、この典型例である。Aalborg Portland セメント工場(デンマーク北部)からの CO₂は、アールボー港から船舶で北海中央部の洋上貯留サイトに輸送される。同様のモデルは、スウェーデン南部、ドイツ北部、ポーランド北部のセメント工場にも適用される可能性がある。

2030 年までに、セメント産業からの船舶輸送需要は年間約 8-15 百万トンと推定される¹⁸²。2050 年までには、欧州のほぼすべてのセメント工場が CCS を導入し、そのうち約 40-50% (年間 40-60 百万トン) が船舶輸送を利用すると予測される。

船舶輸送需要の推定:

- 2030年: 8-15 Mtpa
- 2050年: 40-60 Mtpa (欧州のセメント工場の約 40-50%が船舶輸送を利用)

◆ 化学産業からの需要

化学産業は、プロセス CO₂(アンモニア製造、エチレン製造など)と燃料燃焼 CO₂の両方を排出している。主要な化学コンプレックスは、ロッテルダム、アントワープ、ルートヴィヒスハーフェン、ティーズサイドなど、港湾または水運に近い場所に立地している。

化学産業からの CO₂は、これらの港湾に既に集積しているため、船舶輸送との親和性が高い。特にベルギーの Antwerp@C プロジェクトは、アントワープ港の複数の化学企業(BASF、Ineos、Borealis など)からの CO₂を港湾ターミナルに集約し、Northern Lights 船舶でノルウェーに輸送する計画である。

2030 年までに、化学産業からの船舶輸送需要は年間約 10-18 百万トンと推定される¹⁸³。これには、ベルギー、オランダ、ドイツ北部、英国からの輸送が含まれる。2050 年までには、年間 25-40 百万トンに達する可能性がある。

¹⁸² Cement sector CO₂ demand forecast based on: GCCSI "CCS in the Cement Sector" (2023); IEA "Cement Technology Roadmap"; European Cement Association data

¹⁸³ Chemical sector CO₂ demand forecast based on: Cefic (European Chemical Industry Council) decarbonization roadmap; IEA chemicals sector analysis; DNV industry studies

船舶輸送需要の推定:

- 2030年: 10-18 Mtpa (ベルギー、オランダ、ドイツ北部、英国)
- 2050年: 25-40 Mtpa

◆ 廃棄物焼却・BECCS からの需要

廃棄物焼却施設とバイオマス発電施設からの CO₂回収 (BECCS) は、カーボンネガティブを実現する重要な技術である。北欧諸国 (デンマーク、スウェーデン、ノルウェー、フィンランド) は、廃棄物焼却率が高く (都市廃棄物の 50-70% が焼却処理)、各国に数十カ所の焼却施設が分散している。

これらの施設は通常、都市近郊に立地しており、個別にパイプラインで接続することは非効率である。より実用的なアプローチは、複数の施設からの CO₂ を液化トラックで港湾ターミナルに集約し、船舶で貯留サイトに輸送することである。Greensand のパイロットフェーズは、このモデルの実証である。

2030 年までに、廃棄物焼却・BECCS からの船舶輸送需要は年間約 3-6 百万トンと推定される¹⁸⁴。主に北欧諸国とバルト海沿岸諸国からの短距離輸送である。2050 年までには、年間 15-25 百万トンに達する可能性があり、これには南欧諸国 (スペイン、イタリア、ギリシャ) からの長距離輸送も含まれる。

船舶輸送需要の推定:

- 2030年: 3-6 Mtpa (主に北欧・バルト海沿岸諸国の短距離輸送)
- 2050年: 15-25 Mtpa (南欧諸国からの長距離輸送を含む)

◆ 水素製造からの需要

ブルー水素 (天然ガス改質+CCS) の製造は、大量の CO₂ を発生させる。水素 1 トンあたり約 8-10 トンの CO₂ が発生し、年間 1 百万トンの水素製造プラントでは年間約 8-10 百万トンの CO₂ 回収が必要となる。

英国の HyNet プロジェクトは、水素製造プラントを CO₂ パイプラインネットワークに直接接続する計画だが、他の地域では船舶輸送が選択される可能性もある。特に、港湾に立地する水素製造プラント (輸出用水素の製造、船舶燃料としての水素供給など) からの CO₂ は、船舶輸送が効率的である。

2030 年までに、水素製造からの船舶輸送需要は年間約 5-10 百万トンと推定される¹⁸⁵。2050 年までには、グリーン水素 (再生可能エネルギー電解) への移行が進むため、ブルー水素の割合は相対的に減少し、船舶輸送需要は年間 10-20 百万トン程度に留まる可能性がある。

¹⁸⁴ Waste-to-energy and BECCS demand forecast based on: IEA "Bioenergy with Carbon Capture and Storage" (2022); GCCSI BECCS analysis; Nordic energy sector studies

¹⁸⁵ Hydrogen sector CO₂ demand forecast based on: IEA "The Future of Hydrogen"; European Hydrogen Backbone study; blue hydrogen project pipeline data

船舶輸送需要の推定:

- 2030年: 5-10 Mtpa
- 2050年: 10-20 Mtpa (グリーン水素への移行によりブルー水素の割合は相対的に減少)

総需要の統合予測

上記の産業別需要を統合すると、欧州におけるLCO₂船舶輸送の総需要は以下のように予測される。

産業セクター	2030年(Mtpa)	2050年(Mtpa)
製鉄	5-10	25-25
セメント	8-15	40-60
化学	10-18	25-40
廃棄物焼却・ BECCS	3-6	15-25
水素製造	5-10	10-20
その他	4-6	5-10
合計	35-65	110-180

表 4-6: 欧州における LCO₂船舶輸送の総需要予測

- 2030年: 年間約 35-65 百万トン (保守的シナリオ約 35 百万トン、基本シナリオ約 50 百万トン、楽観的シナリオ約 65 百万トン)。これは、欧州全体の CCS 総量 (70-110 百万トン、前章参照) の約 35-60% に相当する。残りはパイプライン輸送またはオンサイト (排出源に隣接する貯留サイト) である。
- 2040年: 年間約 80-140 百万トン。CCS 市場の拡大と越境輸送の増加により、船舶輸送の比率が上昇する。
- 2050年: 年間約 120-200 百万トン。これは、欧州全体の CCS 総量 (350-650 百万トン、前章参照) の約 30-35% に相当する。長期的には、大規模パイプラインネットワークの整備により、船舶輸送の比率はやや低下する可能性がある。

長期的には、大規模パイプラインネットワークの整備により、船舶輸送の比率はやや低下するが、絶対量は大幅に増加する。船舶輸送は、特に長距離越境輸送 (地中海→北海等) において引き続き重要な役割を果たす。

4.4.2 2050年までの船舶需要見通し

船舶隻数の予測

LCO₂船舶輸送の需要予測から、必要な船舶隻数を推算することができる。この推算には、いくつかの前提条件が必要である。船舶サイズの分布 (小型船、中型船、大型船の比率)、航路距離

の分布(短距離、中距離、長距離)、船舶の稼働率(年間航海回数)、予備船の比率(メンテナンスや需要変動への対応)などである。

DNV の分析に基づき、以下のシナリオを想定する。

◆ **2030 年シナリオ(年間 50 百万トン輸送):**

- 船舶サイズ分布:小型船(5,000 m³級)約 20%、中型船(7,500-10,000 m³級)約 70%、大型船(15,000-20,000 m³級)約 10%
- 平均航路距離:約 600 キロメートル
- 中型船(7,500 m³級、1 航海 5,500 トン輸送)の年間航海回数:往復 3 日×年間 300 稼働日÷3 日=約 100 航海/年
- 中型船 1 隻の年間輸送能力:5,500 トン×100 航海=約 550,000 トン/年

50 百万トン÷550,000 トン/隻=約 91 隻相当の中型船

船舶サイズ分布と予備船(約 15%)を考慮すると、2030 年には約 25-35 隻の船舶が必要と推定される。内訳は、小型船約 5-7 隻、中型船約 17-24 隻、大型船約 3-4 隻である。

現状とのギャップ:

- 2025 年時点:運航中 2 隻、建造中・発注済約 4-6 隻=合計 6-8 隻
- 必要追加建造:約 17-27 隻
- 年間建造ペース(2026-2030 年):約 3-5 隻/年

◆ **2040 年シナリオ(年間 110 百万トン輸送):**

- 船舶サイズ分布:小型船約 15%、中型船約 55%、大型船(15,000-30,000 m³級)約 30%
- 大型船の増加により、平均輸送効率が向上
- 必要船舶数:約 60-80 隻。内訳は、小型船約 10-12 隻、中型船約 30-40 隻、大型船約 20-28 隻

2050 年シナリオ(年間 160 百万トン輸送):

- 船舶サイズ分布:小型船約 10%、中型船約 40%、大型船約 50%
- 超大型船(40,000-50,000 m³級)の登場
- 必要船舶数:約 100-130 隻。内訳は、小型船約 10-13 隻、中型船約 40-52 隻、大型船約 40-52 隻、超大型船約 10-13 隻

これらの推定値には、かなりの不確実性がある。実際の船舶需要は、CCS 市場の成長ペース、パイプラインインフラの展開、船舶技術の進歩、経済条件などによって変動する。保守的シナリオでは 2050 年に約 80-100 隻、楽観的シナリオでは約 150-180 隻となる可能性がある。

建造スケジュールと投資額

期間	新造船	累計隻数	平均建造ペース(隻/年)	期間投資額 (10 億€)
2025 年	-	6-8	-	-
2026-2030 年	17-27	25-35	3-5	1.2-2.0
2031-2040 年	35-45	60-80	3.5-4.5	3.5-5.5
2041-2050 年	40-50	100-130	4-5	5.0-8.0
累計(2025-2050 年)	94-122	100-130	-	9.7-15.5

表 4-7: 段階的な建造計画

2025 年、運航中の CCS 専用 LCO₂ 運搬船は 2 隻(Northern Pioneer と Pathfinder)のみである。建造中または発注済みの船舶は約 4-6 隻と推定される。2030 年までに 25-35 隻を達成するには、今後 5 年間で約 17-27 隻の追加建造が必要である。

船舶の建造には通常 2-3 年を要するため、2026-2027 年までに大部分の発注が完了する必要がある。年間の建造ペースは約 3-5 隻/年となり、これは世界の造船能力(特に LNG 運搬船や LPG 運搬船の建造実績を持つ造船所)から見れば実現可能な規模である。

2030 年までの累積建造投資額は、中型船(7,500 m³級)を中心とすれば、約 17-27 隻×70 百万ユーロ/隻=約 12-19 億ユーロと推定される。小型船と大型船を含めると、約 12-20 億ユーロとなる。

2030 年から 2050 年までには、さらに約 65-95 隻の追加建造が必要である。この期間には大型船の比率が増加するため、平均建造コストも上昇する。2030-2050 年の累積建造投資額は約 75-135 億ユーロと推定される。

2025 年から 2050 年までの累積建造投資額は、約 97-155 億ユーロとなる。これは、欧州の CCS インフラ全体の投資(350-525 億ユーロ、第 3 章参照)の約 20-30%に相当する。船舶投資は、回収設備やパイプラインと比較して相対的に小さな比率であるが、越境輸送と市場の柔軟性において不可欠な役割を果たす。

地域別の船隊配置

2050 年の欧州 LCO₂ 船隊(約 100-130 隻)は、主要な航路と港湾に配置される。北海航路(ベルギー・オランダ・ドイツ北部・英国東海岸からノルウェーへ)は最大の航路であり、約 40-50 隻の中型・大型船が配置される。バルト海航路(スウェーデン・フィンランド・ポーランド北部からデンマーク・ノルウェーへ)には約 20-30 隻の小型・中型船が配置される。地中海航路(スペイン・フランス南部・イタリア・ギリシャから北海へ)には約 20-30 隻の大型・超大型船が配置される。その他の地域内航路(例:アイルリッシュ海、ビスケー湾)には約 10-20 隻の小型船が配置される。

この地域別配置は、船舶運航会社の戦略的判断、港湾インフラの整備状況、貯留サイトの開発スケジュールなどによって変化する。特に、地中海航路の発展は、南欧諸国の CCS 政策と投資に大きく依存しており、現時点では不確実性が高い。

4.5 LCO₂船のコストと経済性

4.5.1 輸送コストの構成要素

LCO₂の船舶輸送コストは、複数の要素から構成される。これらの要素は、固定費(船舶の所有・維持に関連し、輸送量によらない費用)と変動費(輸送活動に比例する費用)に大別される。

資本費(Capital Cost)

資本費は、船舶の建造コストを耐用年数(通常 25-30 年)にわたって償却する費用である。7,500 立方メートル級の中型船の建造コストを 70 百万ユーロ、耐用年数 25 年、割引率 8%と仮定すれば、年間の資本費は約 6.5 百万ユーロとなる²²⁵。この船舶が年間 550,000 トンの CO₂を輸送すれば、資本費は約 11.8 ユーロトン CO₂となる。

資本費は、輸送コストの中で最も大きな比重を占め、通常は総コストの 30-40%を構成する。資本費を削減する方法としては、より大型の船舶を使用する(規模の経済)、船舶の稼働率を高める(年間輸送量を増やす)、建造コストを削減する(標準化された設計、効率的な造船所の選択)などがある。

燃料費(Fuel Cost)

燃料費は、船舶の主機関と補機関(発電機、ボイラー等)が消費する燃料の費用である。中型船(7,500 m³級)の燃料消費は、航海速度 15 ノット、航海距離 500 キロメートル、往復約 2 日の条件で、約 20-30 トンの重油または MGO (Marine Gas Oil)と推定される。

重油の価格を約 500 ユーロトンと仮定すれば、1 航海あたりの燃料費は約 10,000-15,000 ユーロとなる。この航海で 5,500 トンの CO₂を輸送すれば、燃料費は約 1.8-2.7 ユーロトン CO₂となる。年間 100 航海を実施すれば、年間燃料費は約 1.0-1.5 百万ユーロ、輸送量 550,000 トンに対して約 1.8-2.7 ユーロトン CO₂である。

燃料費は、総コストの約 15-25%を占める。燃料費は、原油価格の変動、FuelEU Maritime 規則による炭素価格の転嫁、船舶の燃料効率などに影響される。EU-ETS の海運部門適用により、燃料費は約 20-30%増加すると推定される。

船員費(Crew Cost)

LCO₂運搬船は、通常 12-16 名の船員(船長、航海士、機関士、甲板員、機関員等)で運航される。船員費は、給与、社会保険、訓練費、交代要員の費用などを含む。欧州船籍の船舶では、船員費は 1 名あたり年間約 60,000-90,000 ユーロと推定される。

15 名の船員で年間総額約 90-135 万ユーロ、輸送量 550,000 トンに対して約 1.6-2.5 ユーロトン CO₂となる。船員費は、総コストの約 10-15%を占める。

船員費を削減する方法としては、低賃金国の船員を雇用する(ただし、安全性と専門性の確保が必要)、自動化・遠隔監視技術により船員数を削減する等がある。ただし、LCO₂運搬船は危険物運搬船として高度な専門性が要求されるため、船員数の大幅な削減は困難である

港湾費 (Port Cost)

港湾費は、岸壁使用料、荷役設備使用料、パイロット費用(水先案内人)、タグボート費用、廃棄物処理費用などを含む。欧州の主要港湾における1回の入出港費用は、船舶サイズや滞在時間により異なるが、中型船で約10,000-20,000ユーロと推定される。

年間100航海(往復50回、従って100回の入出港)では、年間港湾費は約1.0-2.0百万ユーロ、輸送量に対して約1.8-3.6ユーロ/トンCO₂となる。港湾費は、総コストの約10-15%を占める。

港湾費は、荷役時間を短縮する(高速荷役設備の使用)、港湾混雑を回避する(オフピーク時間の入港)、長期契約により割引を獲得する等の方法で削減できる。

保険費 (Insurance Cost)

船舶保険は、船体保険(Hull and Machinery Insurance、船舶自体の損害を補償)、賠償責任保険(Protection and Indemnity Insurance、第三者への損害を補償)、貨物保険(Cargo Insurance、輸送中の貨物損害を補償)などを含む。LCO₂運搬船は、液化ガス運搬船として比較的高いリスクカテゴリーに分類されるため、保険料率はやや高い。

船舶価値70百万ユーロの中型船の年間保険料は、約0.5-1.0百万ユーロ(船舶価値の約0.7-1.5%)と推定される。輸送量550,000トンに対して約0.9-1.8ユーロ/トンCO₂となる。保険費は、総コストの約5-8%を占める。

保険料は、船舶の安全記録、船級協会の認証、安全管理システムの品質などによって変動する。無事故運航の実績を積むことで、保険料率を低減できる可能性がある。

メンテナンス費 (Maintenance Cost)

メンテナンス費は、定期検査(ドライドック)、機器の修理・交換、塗装、消耗品の補充などを含む。船舶は通常、5年ごとに定期検査を受ける必要があり、1回の定期検査費用は約2-4百万ユーロと推定される。年間平均では約0.4-0.8百万ユーロとなる。

日常的なメンテナンスと消耗品(潤滑油、フィルター、パッキン等)の費用は年間約0.3-0.6百万ユーロである。総メンテナンス費は年間約0.7-1.4百万ユーロ、輸送量に対して約1.3-2.5ユーロ/トンCO₂となる。メンテナンス費は、総コストの約5-10%を占める

管理費 (Administration and Management Cost)

船舶運航会社の管理費(本社オフィス、管理スタッフ、ITシステム、法務・会計サービス等)は、通常、船舶1隻あたり年間約0.3-0.6百万ユーロと推定される。輸送量に対して約0.5-1.1ユーロ/トンCO₂となる。管理費は、総コストの約3-5%を占める。

総輸送コストの統合

上記の要素を統合すると、7,500 立方メートル級中型船による 500 キロメートル航路、年間 550,000トン 輸送の条件での総輸送コストは、以下のように推定される。

コスト要素	年間費用(百万€)	単位コスト(€/tCO ₂)	構成比
資本費	6.5	11.8	38%
燃料費	1.0-1.5	1.8-2.7	9%
船員費	0.9-1.35	1.6-2.5	8%
港湾費	1.0-2.0	1.8-3.6	11%
保険費	0.5-1.0	0.9-1.8	5%
メンテナンス費	0.7-1.4	1.3-2.5	7%
管理費	0.3-0.6	0.5-1.1	3%
EU-ETS 炭素コスト	0.3-0.5	0.5-0.9	3%
予備費	0.7-1.1	1.3-2.0	6%
合計	11.9-15.95	21.5-29.0	100%

表 4-8: LCO₂船舶輸送コストの構成
(7,500 m³級中型船、500km 航路、年間 550,000トン 輸送)

この推定では、500 キロメートル航路での輸送コストは約 21.5-29.0 ユーロトン CO₂となる。距離あたりの単位コストは約 0.043-0.058 ユーロトン CO₂/km となる。

4.5.2 規模の経済と最適化戦略

船舶サイズと輸送コストの関係

前述のように、船舶サイズの増加により、単位輸送コストは大幅に低下する。DNV の分析に基づき、異なるサイズの船舶の輸送コストを比較する。

船舶サイズ	建造コスト (百万€)	年間輸送能力 (千トン)	資本費 (€/tCO ₂)	総輸送コスト (€/tCO ₂)	コスト指数 (7,500m ³ =1.0)
5,000 m ³	50	350	16.7	33-42	1.4
7,500 m ³	70	550	11.8	21.5-29	1
15,000 m ³	110	1,150	8.9	16-22	0.7
30,000 m ³	170	2,400	6.6	12-17	0.5
50,000 m ³	240	4,100	5.4	10-14	0.45

表 4-9: 船舶サイズ別の輸送コスト比較(500km 航路)

この表から、船舶サイズを 7,500 立方メートルから 50,000 立方メートルに増加させることで、輸送コストを約 55%削減できることが示される。この大幅なコスト削減が、長距離・大量輸送における大型船の経済的優位性の根拠である。

航路距離と輸送コストの関係

輸送コストは、航路距離に比例するわけではない。固定費(資本費、船員費、保険費、管理費等)は距離によらず発生するため、短距離航路では距離あたりの単位コストが高くなる。一方、変動費(燃料費、港湾費)は距離に応じて増加する。

DNV の分析に基づき、7,500 立方メートル級中型船の距離別輸送コストを推定する。

航路距離(km)	往復日数	年間航海回数	年間輸送量(千トン)	総輸送コスト(€/tCO ₂)	距離あたり単位コスト(€/tCO ₂ /km)
100	1	250	1375	10-14	0.100-0.140
300	2	150	825	16-21	0.053-0.070
500	3	100	550	21.5-29	0.043-0.058
1000	5	60	330	37-50	0.037-0.050
2000	9	33	182	70-95	0.035-0.048

表 4-10: 7,500 立方メートル級中型船の距離別輸送コスト

この表から、以下の知見が得られる。第一に、短距離航路(100-300 キロメートル)では、距離あたりの単位コストが高い。これは、固定費の影響が大きいためである。第二に、中距離航路(500-1,000 キロメートル)では、距離あたりの単位コストが最も低くなる。これは、固定費と変動費のバランスが取れているためである。第三に、超長距離航路(2,000 キロメートル以上)では、航海回数の減少により年間輸送量が低下し、固定費の単位あたり負担が再び増加する。

輸送コスト最適化の戦略

LCO₂船舶輸送のコストを最適化するための主要な戦略は以下の通りである。

第一に、船舶サイズの最適化である。大型船は規模の経済により単位コストを削減できるが、需要が不足すれば稼働率が低下し、経済性が悪化する。最適な船舶サイズは、航路の需要規模、港湾インフラの制約、需要の変動性などを考慮して決定される。一般的な原則として、年間輸送量が 100 万トン以下の航路では小型・中型船、100-300 万トンでは中型・大型船、300 万トン以上では大型・超大型船が適している。

第二に、航路ネットワークの最適化である。単純な往復航路ではなく、複数の港湾を経由する「ミルクラン」方式、複数の貯留サイトに CO₂を配送する「マルチドロップ」方式、帰路で他の貨物(例: 液化アンモニア、LPG)を輸送する「バックホール」方式などにより、船舶の稼働率を高め、実質的な輸送コストを削減できる。

第三に、港湾での荷役時間の短縮である。大型船では荷役時間が長くなり、港湾での滞在コストが増加する。高速荷役設備の導入、複数の荷役ラインの並行運用、事前の品質検査による荷役開始の迅速化などにより、荷役時間を 30-40%短縮できる可能性がある²³¹。

第四に、燃料効率の向上である。船舶設計の改善(最適化された船型、省エネデバイス)、運航の最適化(最適航海速力、気象ルーティング)、代替燃料の使用(LNG、メタノール、将来的にはアンモニア)により、燃料消費を 10-20%削減できる。

第五に、長期契約による安定性の確保である。船舶運航会社と排出者/貯留サイトの間で 10-15 年の長期輸送契約を締結することで、船舶投資の確実性が高まり、資本コストが低下する。また、長期契約により船舶建造の融資が容易になり、金利が低減される可能性がある。

4.6 輸送手段の比較:船舶 vs. パイプライン

欧州の CCS 市場において、CO₂の輸送手段は主にパイプラインと船舶の二つである。両者はそれぞれ異なる技術的特性、経済性、適用条件を有しており、排出源と貯留サイトの地理的条件、輸送量、輸送距離、既存インフラの利用可能性などに応じて選択される。本節では、パイプラインと船舶の技術的・経済的比較を行い、それぞれの利点と課題、適用条件を明らかにする。

なお、両輸送モードにおける CO₂仕様の違いと責任構造については、第 2 章 2.2.2「輸送モード(パイプライン vs. 船舶)による違い」で詳述しているため、そちらを参照されたい。

4.6.1 距離別コスト比較

パイプライン輸送のコスト構造

パイプライン輸送のコストは、主に建設段階の資本費(CAPEX)と運用段階の運営費(OPEX)で構成される¹⁸⁶。パイプラインは一度建設されれば長期間(通常 40-50 年)使用できる固定インフラであり、資本費が総コストの大部分を占める。

陸上パイプライン:

- 小口径(300-400 mm、年間容量 1-2 Mtpa) : 1.0-1.8 百万ユーロ/km
- 中口径(600-800 mm、年間容量 3-6 Mtpa) : 1.5-2.5 百万ユーロ/km
- 大口径(1000-1200 mm、年間容量 8-15 Mtpa) : 2.0-3.5 百万ユーロ/km

海底パイプライン:

- 浅海域(水深 0-50 m) : 陸上の約 1.5-2.0 倍
- 中深度(水深 50-200 m) : 陸上の約 2.0-3.0 倍
- 深海域(水深 200-500 m) : 陸上の約 3.0-5.0 倍

これらの建設コストには、パイプ材料費、敷設工事費、圧縮ステーション(CO₂を再加圧する施設、通常 100-200 km ごとに必要)、制御システム、環境影響評価、許認可費用などが含まれる。

¹⁸⁶ Pipeline and shipping cost analysis based on: IEAGHG Technical Report 2013/18 "CO₂ Pipeline Infrastructure"; Element Energy for UK BEIS "Shipping CO₂ - UK Cost Estimation Study" (2018); DNV "Maritime Forecast to 2050 - Economics"

パイプラインの運営費は、主に電力費(圧縮ステーションの運転)、メンテナンス費(定期検査、修理)、監視費(腐食モニタリング、漏洩検知)で構成され、年間運営費は建設コストの約 2-4%と推定される。

パイプライン輸送の総コストを、建設コストを 40 年で償却(割引率 8%)し、年間運営費を加えて計算すると、以下のようになる。

100 km 陸上パイプライン(中口径、5 Mtpa 容量)の例:

- 建設コスト: $100 \text{ km} \times 2.0 \text{ 百万ユーロ/km} = 200 \text{ 百万ユーロ}$
- 年間資本費(40年償却、8%): $200 \text{ 百万ユーロ} \times 0.084 = 16.8 \text{ 百万ユーロ/年}$
- 年間運営費: $200 \text{ 百万ユーロ} \times 3\% = 6.0 \text{ 百万ユーロ/年}$
- 総年間コスト: 22.8 百万ユーロ/年
- 単位輸送コスト: $22.8 \text{ 百万ユーロ} \div 5 \text{ 百万トン} = 4.6 \text{ ユーロ/tCO}_2$
- 距離あたり単位コスト: $4.6 \text{ ユーロ/tCO}_2 \div 100 \text{ km} = 0.046 \text{ ユーロ/tCO}_2/\text{km}$

船舶輸送のコスト構造

船舶輸送のコストは、第 4 章 4.5.1 で詳述したように、船舶の資本費、燃料費、船員費、港湾費、保険費、メンテナンス費などで構成される。船舶輸送の重要な特徴は、輸送量に対してある程度の柔軟性があることである。需要が変動しても、航海頻度を調整することで対応できる。

前節の分析に基づき、7,500 立方メートル級中型船による 500km 航路での輸送コストは約 21.5-29 €/tCO₂、距離あたり単位コストは約 0.043-0.058 €/tCO₂/km である。

距離別のコスト比較

パイプラインと船舶の輸送コストを、異なる距離と輸送量の条件で比較する。以下の表は、DNV および欧州委員会の研究を総合して作成した推定値である。

距離 (km)	パイプライン (€/tCO ₂)	船舶(中型船) (€/tCO ₂)	船舶(大型船) (€/tCO ₂)	最も経済的な手段
50	2.0-3.5	12-16	10-14	パイプライン
100	3.5-6.0	15-20	12-17	パイプライン
200	6.0-10.0	18-24	14-19	パイプライン
300	8.0-13.0	20-26	15-21	条件による
500	12.0-19.0	21.5-29	16-22	条件による
1000	22.0-35.0	37-50	25-35	条件による
2000	42.0-65.0	70-95	45-65	船舶(大型船)

表 4-11: 輸送距離別のコスト比較(年間 5 Mtpa 輸送の場合)

この表から、以下の重要な知見が得られる。

第一に、**短距離(200 km 以下)**では、**パイプラインが明確に経済的である**。パイプラインの建設コストは距離に比例するが、船舶輸送では固定費(資本費、船員費など)の影響が大きく、短距離でも一定の高コストとなる。

第二に、**中距離(200-500 km)**では、**両者の経済性が拮抗する**。この距離帯では、輸送量、地形条件(陸上 vs. 海底)、既存インフラの有無などにより、どちらが経済的かが変わる。年間輸送量が **5 Mtpa** 以上と大規模であれば、パイプラインが有利となる傾向がある。逆に、輸送量が **1-2 Mtpa** と小規模であれば、船舶が有利となる可能性が高い。

第三に、**長距離(1,000 km 以上)**では、**船舶輸送、特に大型船が経済的である**。パイプラインの建設コストは距離に比例して増加し、また長距離では複数の圧縮ステーションが必要となり、コストがさらに増加する。一方、船舶輸送では距離が長くなるほど規模の経済が働き、相対的な優位性が高まる。

ブレイクイーブン距離の分析

パイプラインと船舶のコストが等しくなる距離を「ブレイクイーブン距離」と呼ぶ。この距離は、輸送量、地形条件、船舶サイズなどにより変動するが、一般的な傾向は以下の通りである。

年間輸送量別のブレイクイーブン距離:

- 年間 1 Mtpa: 約 150-250 km
- 年間 3 Mtpa: 約 250-400 km
- 年間 5 Mtpa: 約 350-500 km
- 年間 10 Mtpa: 約 500-800 km

この傾向は、輸送量が増加するほどパイプラインの経済性が向上し、ブレイクイーブン距離が長くなることを示している。年間 **10 Mtpa** のような大規模輸送では、**800 km** までパイプラインが経済的となる可能性がある。

地形条件の影響:

- 陸上・平坦地: パイプライン有利、ブレイクイーブン距離約 **300-500 km**
- 陸上・山岳地: 船舶有利、ブレイクイーブン距離約 **150-250 km** (パイプライン建設コストが **2-3 倍** に増加)
- 海底・浅海域: パイプライン有利、ブレイクイーブン距離約 **200-400 km**
- 海底・深海域: 船舶有利、ブレイクイーブン距離約 **100-200 km** (パイプライン建設コストが **3-5 倍** に増加)

船舶サイズの影響:

- 中型船(7,500 m³)使用: ブレイクイーブン距離約 **300-500 km**
- 大型船(30,000 m³)使用: ブレイクイーブン距離約 **500-800 km** (船舶の規模の経済により船舶輸送コストが大幅低減)

これらの分析から、パイプラインと船舶の選択は、単純な距離だけではなく、輸送量、地形、既存インフラ、将来の拡張可能性など、多面的な要因を考慮した総合的な判断が必要であることが明らかである。

4.6.2 各輸送手段の利点と課題

パイプライン輸送の利点

第一の利点は、**大量・連続輸送における経済性**である。パイプラインは一度建設されれば、年間数百万トンの CO₂を 24 時間 365 日連続的に輸送できる。運営費が低く、輸送量が大きいほど単位コストが低下する。

第二に、**高い信頼性と安定性**である。パイプラインは天候の影響を受けず、計画的なメンテナンス以外は中断することなく運用できる。船舶輸送では、悪天候による運航遅延、港湾混雑、船舶の故障などにより、供給が不安定になるリスクがある。

第三に、**自動化と省人化**である。パイプラインは高度に自動化されており、制御センターから遠隔監視・制御が可能である。必要な人員は、船舶輸送と比較して大幅に少ない。

第四に、**長期的な低コスト**である。パイプラインの耐用年数は **40-50 年**と長く、長期的には建設コストを十分に償却できる。船舶は **25-30 年**で更新が必要であり、長期的には複数回の船舶投資が必要となる。

パイプライン輸送の課題

第一の課題は、**高額な初期投資と長期コミットメント**である。パイプラインの建設には数億から数十億ユーロの投資が必要であり、建設後の変更や撤去は困難である。需要が予測を下回った場合、過剰投資となるリスクがある。

第二に、**柔軟性の欠如**である。パイプラインは固定的なルートを接続するため、新しい排出源や貯留サイトへの対応には追加のパイプライン建設が必要となる。市場の初期段階では、需要の不確実性が高く、柔軟性の欠如が大きなリスクとなる。

第三に、**地理的制約**である。パイプラインは、山岳地帯、都市密集地域、保護区域などでは建設が困難または高コストとなる。海峡や大きな水域を横断する場合、海底パイプラインの建設コストは極めて高額となる。例えば、北海を横断する海底パイプライン（ノルウェー沖合から英国やベルギーへ）の建設コストは、数十億ユーロに達する可能性がある。

第四に、**許認可と社会的受容性の課題**である。パイプラインの建設には、複数の国や地域の許認可が必要であり、プロセスが長期化する可能性がある。また、陸上パイプラインでは、地域住民の反対や環境団体の懸念に直面することがある。CO₂パイプラインの安全性（漏洩時の窒息リスク）に対する懸念が、一部の地域では根強い。

船舶輸送の利点

第一の利点は、**柔軟性と適応性**である。船舶は複数の港湾を経由でき、需要の変化に応じて航路を変更できる。新しい排出源や貯留サイトが開発されても、船舶は容易に対応できる。市場の初期段階における不確実性が高い状況では、この柔軟性が大きな価値を持つ。

第二に、**段階的な投資と拡張性**である。船舶は 1 隻ずつ建造でき、需要の成長に合わせて段階的に船隊を拡大できる。パイプラインのような大規模な初期投資は不要であり、投資リスクを分散できる。

第三に、**長距離輸送における経済性**である。前述のように、1,000 km 以上の長距離では、船舶輸送、特に大型船がパイプラインよりも経済的となる。欧州内の越境輸送（ベルギーからノルウェー、地中海から北海など）や、将来的な欧州外からの輸入では、船舶が不可欠となる。

第四に、**既存インフラの活用**である。船舶輸送は既存の港湾インフラを利用でき、専用ターミナルの建設コストは、長距離パイプラインと比較して大幅に低い。また、LNG・LPG 運搬船の建造・運航で培われた技術とノウハウを活用できる。

船舶輸送の課題

第一の課題は、**天候と海象条件への依存**である。船舶の運航は、悪天候（暴風、高波）、海水（冬季のバルト海）、濃霧などにより遅延または中止される可能性がある。これにより、排出者や貯留サイトへの CO₂供給が不安定になるリスクがある。この問題を軽減するため、港湾での一時貯蔵タンク（バッファー）の容量を大きくする必要があり、追加コストが発生する。

第二に、**港湾インフラへの依存**である。船舶輸送には、専用の液化 CO₂ターミナル、荷役設備、貯蔵タンクが必要である。これらのインフラが整備されていない港湾では、新規建設に数年と数千万から数億ユーロの投資が必要となる。また、港湾の水深、岸壁の強度、背後地の用地などの物理的制約により、大型船の受け入れが困難な港湾もある。

第三に、**環境規制の強化**である。FuelEU Maritime 規則と EU-ETS の海運部門適用により、船舶の温室効果ガス排出に対する規制が強化されている。これにより、船舶の燃料コストが増加し、輸送コスト全体が上昇する。将来的には、ゼロエミッション船舶（アンモニア燃料、水素燃料、完全電動）への移行が必要となる可能性があり、これには追加的な技術開発と投資が必要である。

第四に、**安全性と社会的受容性の課題**である。液化 CO₂の海上輸送は、技術的には確立されているが、大規模な CCS 用途での長期的な安全記録はまだ限定的である。万一の事故（タンク破損、CO₂漏洩、船舶衝突など）が発生した場合、社会的な懸念が高まり、CCS 全体への信頼が損なわれる可能性がある。このため、船級協会の厳格な認証、包括的な安全管理システム、透明性のある情報開示が不可欠である。

CO₂仕様への影響

輸送モードの選択は、CO₂仕様に直接的な影響を及ぼす。第 2 章 2.2.2 で詳述したように：

- **パイプライン輸送**: 比較的緩和された仕様 (CO₂≥95%、H₂O≤500 ppm) が許容されるため、排出者の精製コストは比較的低い
- **船舶輸送**: 厳格な仕様 (CO₂≥99%、H₂O≤30-50 ppm) が要求されるため、排出者はより高度な精製設備への投資が必要

この精製コストと輸送コストのトレードオフが、プロジェクト全体の経済性を決定する重要な要因となる。

ハイブリッドアプローチの可能性

実際の CCS 市場では、パイプラインと船舶の「どちらか一方」ではなく、両者を組み合わせた「ハイブリッドアプローチ」が採用される可能性が高い。

典型的なハイブリッドモデルは以下の通りである。**産業クラスター内**(例: ロッテルダム港地域、ティーズサイド地域)では、複数の排出源を接続する**短距離パイプラインネットワーク**を構築し、CO₂を港湾ターミナルに集約する。港湾ターミナルでは、パイプラインで集約された CO₂を液化し、**船舶で長距離輸送**して貯留サイト(ノルウェー、デンマークなど)に運ぶ。貯留サイト近郊では、受け入れターミナルからさらに**海底パイプライン**で洋上の注入プラットフォームに輸送する。

このハイブリッドモデルは、パイプラインの短距離における経済性と船舶の長距離における柔軟性を組み合わせており、総合的なコストと効率を最適化できる。Northern Lights プロジェクトは、まさにこのモデルの実例であり、欧州大陸の港湾から船舶輸送、ノルウェーの Øygarden Terminal で受け入れ、100 km の海底パイプラインで沖合の注入プラットフォームに輸送、という構成となっている。

将来的には、欧州全体で**統合的な CO₂輸送ネットワーク**が形成される可能性がある。主要な産業クラスターと港湾を接続する**幹線パイプライン**、北海を横断する**海底パイプライン幹線**、港湾間を結ぶ**船舶輸送ネットワーク**が相互に接続され、CO₂を最も効率的なルートで輸送できる柔軟なシステムが構築される。このビジョンの実現には、技術的標準化(CO₂仕様の統一)、規制の調和(越境輸送の許認可簡素化)、インフラ投資の調整(重複投資の回避)などが必要であり、2026 年の欧州委員会の立法イニシアティブがこれらの課題に取り組むことが期待されている。

第5章 各国のCCUS・CO₂輸送政策

欧州のCCUS市場は、各国の政策枠組み、規制環境、公的支援制度によって大きく形作られている。本章では、CCS展開において先駆的な役割を果たしている4カ国—デンマーク、ドイツ、オランダ、ノルウェー—の政策を詳細に分析する。これらの国々は、それぞれ異なる政治的・経済的背景、地理的条件、産業構造を持ちながらも、2050年の気候中立目標に向けてCCUSを重要な柱として位置づけている。

5.1 デンマーク

デンマークは、2030年までに1990年比70%削減という世界で最も野心的な短期気候目標を掲げており、この目標達成においてCCUSが中心的な役割を果たすことが期待されている。デンマークの人口は約600万人と小規模であるが、風力発電の先進国として知られ、電力部門では既に再生可能エネルギー比率が80%以上に達している。しかし、産業部門と廃棄物処理部門では依然として大量のCO₂が排出されており、これらの部門の脱炭素化にはCCSが不可欠である。

5.1.1 法的枠組み

デンマークのCCS法的枠組みは、2010年のEU CCS指令の国内法化から始まった。デンマーク議会は2011年に「海底土法」(Subsoil Act)を改正し、CO₂の地質学的貯留に関する包括的な規定を導入した。この改正により、デンマーク領海および排他的経済水域における海底下の地層へのCO₂貯留が法的に認められた。

海底土法の主要な規定は以下の通りである。CO₂貯留サイトの探査と開発には、デンマークエネルギー庁(Danish Energy Agency, DEA)からの許可が必要である。許可申請には、貯留サイトの地質学的特性評価、貯留容量の推定、長期的な安全性評価、環境影響評価、モニタリング計画などの詳細な技術文書の提出が求められる。貯留事業者は、注入されたCO₂の長期的な管理責任を負い、貯留サイトの閉鎖後も最低20年間のモニタリングを実施する義務がある。モニタリング期間終了後、CO₂が安全に封じ込められていることが実証されれば、責任は国に移管される。

デンマークは2019年にロンドン議定書第6条改正を批准し、暫定適用を開始した。これにより、デンマークから他国への越境CO₂輸送が法的に可能となった。ただし、デンマーク自身が大きな貯留容量(推定10-22ギガトン)を有しているため、当面は国内貯留が優先され、他国へのCO₂輸出は限定的と見られている。逆に、スウェーデンやドイツ北部からデンマークの貯留サイトへのCO₂輸入の可能性が検討されている。

デンマークの法的枠組みの特徴的な側面は、陸上貯留に対する慎重なアプローチである。ドイツと同様に、デンマークでも過去に陸上CCS計画に対する地域住民の反対運動があった。このため、現在のデンマークのCCS政策は、洋上貯留(枯渇油ガス田および海底下塩水帯水層)に焦点を絞っている。陸上貯留は技術的には可能だが、政治的・社会的な実現可能性が低いと判断されている。

5.1.2 支援措置(CCUS 基金、NECCS 基金等)¹⁸⁷

デンマーク政府は、CCUS の商業化を促進するため、極めて大規模な公的支援を提供している。2020年の気候法制定以降、デンマーク議会は約270億デンマーククローネ(約36億ユーロ)をCCUSに配分することを決定した。この金額は、デンマークの人口規模(約600万人)を考慮すれば、一人あたり約600ユーロに相当し、欧州で最も手厚い支援水準である。

CCUS 支援の中核を成すのは、**CCS Fund**(CCS 基金)である。この基金は、CO₂の回収、輸送、貯留の各段階に対して直接的な補助金を提供する。補助金の水準は、プロジェクトの技術的・経済的特性に応じて個別に決定されるが、通常はCO₂回収・貯留の総コスト(約70-120ユーロ/tCO₂)と、排出者が回避できるコスト(EU-ETS 排出枠価格、約60-80ユーロ/tCO₂)の差額を補填する。補助契約の期間は通常15-20年であり、事業者に長期的な収入の予測可能性を提供する。

Greensand プロジェクトは、CCS Fund から大規模な支援を受けている最初の商業的 CCS プロジェクトである。政府は、パイロットフェーズ(年間0.4百万トン)に約20億クローネ(約2.7億ユーロ)、第1商業フェーズ(年間1.5百万トン)にさらに約50億クローネ(約6.7億ユーロ)の支援を約束している。この支援により、排出者(ARC 廃棄物焼却、Aalborg Portland セメント、Ørsted 発電)は、比較的低いコストで CCS を導入でき、デンマークの気候目標達成に貢献できる。

もう一つの重要な支援スキームは、**NECCS(North Sea Energy) 基金**である。この基金は、洋上風力発電と CCUS の統合を促進することを目的としている。北海の洋上風力発電施設と CO₂ 貯留サイトは、地理的に近接していることが多く、電力インフラ、海底ケーブル、洋上プラットフォームなどの一部を共有することで、投資コストを削減できる可能性がある。NECCS 基金は、このような統合プロジェクトに対して、通常の CCS 補助に加えて追加的な支援を提供する。

デンマークの支援制度の特徴は、バイオエネルギー炭素回収・貯留(BECCS)に対する明確な優遇措置である。デンマーク政府は、BECCS を「カーボンネガティブ」技術として高く評価しており、BECCS 施設に対しては通常の CCS よりも高い補助率を提供している。廃棄物焼却施設からの CO₂回収(廃棄物の約50%がバイオマス起源)は、BECCS として分類され、回収された CO₂1トンあたり約100-150ユーロの補助金を受けることができる²³⁸。これは、化石燃料由来の CO₂回収(約70-100ユーロ/tCO₂)と比較して、約30-50%高い水準である。

デンマーク政府はまた、CO₂の回収と貯留に加えて、**CO₂輸送インフラ**への直接投資も行っている。Greensand プロジェクトの液化 CO₂ターミナル(Esbjerg 港)の建設には、政府が約30%の資本を出資している。この「官民パートナーシップ(PPP)」アプローチにより、民間事業者の初期投資負担が軽減され、プロジェクトのリスクが分散される。

デンマークの支援政策のもう一つの重要な側面は、**国際協力の促進**である。デンマーク政府は、スウェーデンおよびドイツ北部の産業施設からの CO₂をデンマークの貯留サイトに受け入れることを積極的に検討している。2024年、デンマークとスウェーデンは、越境 CO₂輸送に関する協力覚書を締結した。この覚書に基づき、両国は技術基準の調和、許認可プロセスの簡素化、費用分担の原則などについて協議を進めている。デンマーク政府は、北欧および北部ドイツを含む「バルト

¹⁸⁷ Danish Energy Agency, "CCS Fund" and "NECCS Programme" documentation; Danish Climate Law (Klimaloven) - CCS funding allocations <https://ens.dk/en/our-responsibilities/carbon-capture-and-storage>

海 CCS ハブ」の構想を提唱しており、デンマークがこの地域の CO₂貯留の中心的役割を果たすことを目指している。

5.2 ドイツ

ドイツの CCS 政策は、欧州の中で最も複雑で論争的な歴史を持つ。2000 年代後半、ドイツは大規模な CCS 実証プロジェクト(Vattenfall Jämschwalde プロジェクトなど)を推進し、CCS 技術開発の先駆者の一つであった。しかし、2010 年代初頭、陸上貯留に対する強い地域住民の反対運動により、多くのプロジェクトが中止された。2012 年に制定された CO₂貯蔵法は、各州に CCS 貯留を拒否する権利(オプトアウト条項)を認めたため、事実上、陸上 CCS が停止した。

しかし、2020 年代に入り、ドイツの CCS 政策は大きな転換を迎えた。産業界、研究機関、一部の政治家から、気候中立目標(2045 年までにネットゼロ)の達成には CCS が不可欠であるとの認識が広がった。特に、セメント、化学、製鉄などの「脱炭素化困難産業」では、技術的に CO₂排出をゼロにすることが極めて困難であり、CCS が実質的に唯一の選択肢であることが明確になった。

5.2.1 CO₂貯蔵・輸送法

2024 年、ドイツ連邦議会は新しい CO₂貯蔵・輸送法(Kohlendioxid-Speicherungs- und -Transportgesetz, KSpG)を可決した。この法律は、2012 年の CO₂貯蔵法を大幅に改正し、ドイツの CCS 政策の新しい枠組みを確立した。

新法の最も重要な変更点は、**洋上貯留の明示的な許可**である。ドイツの排他的経済水域(北海およびバルト海)における海底下地層への CO₂貯留が、明確に法的根拠を持つこととなった。貯留サイトの選定、許認可、運営、モニタリング、閉鎖後管理などについて、詳細な手続きと技術基準が規定されている。許認可権限は連邦政府(連邦経済・気候保護省および連邦環境・自然保護・原子力安全・消費者保護省)にあり、州政府の拒否権は適用されない。

陸上貯留については、新法は依然として制限的なアプローチを採っている。陸上貯留は、**産業プロセス由来の CO₂**(セメント、石灰、化学製造などのプロセス排出)に限定され、かつ**技術的に回避不可能な排出**に対してのみ許可される。発電部門の化石燃料燃焼による CO₂の陸上貯留は、明示的に禁止されている。この禁止は、ドイツの再生可能エネルギー優先政策(Energiewende)と整合的であり、化石燃料発電の延命に CCS が使われることを防ぐ意図がある。

陸上貯留が許可される場合でも、州政府は依然として一定の発言権を有している。州政府は、環境影響評価の審査、地域住民との協議プロセスの監督、水資源保護地域における貯留の制限などの権限を持つ。いくつかの州(特にシュレーズヴィヒ=ホルシュタイン州、ニーダーザクセン州北部)は、陸上貯留に対して消極的な姿勢を維持しており、実際に陸上貯留が実現するかどうかは不透明である。

新法はまた、**CO₂輸送インフラ**に関する規定を含んでいる。陸上の CO₂パイプラインの建設と運営には、連邦ネットワーク庁(Bundesnetzagentur)からの許可が必要となる。許可手続きには、ルート選定、環境影響評価、土地収用権、第三者アクセス権、料金規制などが含まれる。ドイツ政府は、将来的に複数の CO₂パイプラインが建設されることを想定し、これらのパイプラインを統合的に計画・調整するため、**CO₂パイプラインネットワーク計画**の策定を進めている²³⁹。

5.2.2 輸出実現法

ドイツの貯留容量は限定的(保守的推定で約 2-12 ギガトン)であり、また陸上貯留に対する社会的受容性が低いため、ドイツの CCS 戦略は CO₂輸出に大きく依存している。ドイツで回収された CO₂を、船舶でノルウェーやデンマークなどの貯留サイトに輸送する構想である。

この輸出を可能にするため、ドイツは 2023 年にロンドン議定書第 6 条改正を批准した。ドイツ国内では、この批准を実施するための CO₂ 輸出実現法 (CO₂-Speicherung Export-Ermöglichungsgesetz) が制定された。この法律は、ドイツの港湾からの CO₂輸出に必要な許認可手続き、環境保護措置、安全基準などを規定している。

輸出実現法の主要な規定には以下が含まれる。CO₂を輸出する事業者は、連邦政府から輸出許可を取得する必要がある。許可申請には、輸出される CO₂の量と組成、輸送方法(船舶の仕様)、仕向地の貯留サイトの詳細、貯留サイトの安全性と環境適合性の証明などの情報提供が求められる。輸出された CO₂の長期的な環境安全性について、輸出者は一定の責任を負う。ただし、実際の貯留サイトの管理責任は受入国にあるため、両国間での責任分担を明確にする必要がある。

ドイツとノルウェーは 2024 年、CO₂輸送・貯留に関する二国間協定を締結した。この協定は、両国間での CO₂輸送の法的枠組み、技術基準の相互承認、許認可プロセスの簡素化、環境モニタリングの協力、緊急時対応の協力などを規定している。協定に基づき、ドイツから年間 10-15 百万トンの CO₂をノルウェーに輸出することが想定されている。主要な輸送ルートは、ハンブルク港またはブレーメン港からノルウェーの Øy garden Terminal までの約 800-900 キロメートルの航路である。

5.2.3 OCCS 関連の資金支援

ドイツ政府は、CCS に対する公的支援スキームをまだ完全には確立していないが、いくつかの支援措置が検討または試験的に導入されている。

最も重要な支援スキームは、炭素契約差金決済 (Carbon Contracts for Difference, CCfD) の導入である。英国の CCfD モデル(前章参照)に倣い、ドイツ政府は CO₂回収施設に対して、実際の回収・輸送・貯留コストと EU-ETS 排出枠価格の差額を補填する長期契約を提供する計画である。ドイツの CCfD は、まずセメント産業と化学産業を対象として、2025-2026 年に最初の入札プロセスが実施される予定である。政府は、約 100 億ユーロの予算を CCfD に配分することを検討している。

ドイツはまた、EU Innovation Fund を積極的に活用している。ドイツの複数の CCS/CCUS プロジェクト(Heidelberg Materials のセメント CCS、BASF の化学コンプレックス CCS など)が、Innovation Fund の支援を申請している。Innovation Fund は、プロジェクトの資本費の最大 60% を補助できるため、ドイツのプロジェクトにとって重要な資金源となっている。

ドイツ政府は、CO₂輸送インフラに対しても直接的な支援を検討している。特に、ハンブルクおよびブレーメン港における液化 CO₂ターミナルの建設には、連邦政府と州政府が共同で資金を提供する可能性がある。また、ドイツ国内の工業地帯(ルール地方、ライン川流域)から港湾までの

CO₂パイプラインについても、公共インフラとして部分的に公的資金で建設する案が議論されている。

ドイツの CCS 支援政策の特徴的な側面は、**研究開発への継続的な投資**である。連邦教育研究省(BMBF)は、CCS 技術の改善、コスト削減、安全性向上を目指す研究開発プログラムに年間約 5000 万-1 億ユーロを配分している²⁴¹。研究テーマには、新規の CO₂回収技術(固体吸収剤、膜分離など)、CO₂輸送の最適化、貯留サイトのモニタリング技術、CO₂の有効利用(CCU)などが含まれる。

5.3 オランダ

オランダは、欧州の CCS 市場において極めて重要な役割を果たしている。ロッテルダム港は欧州最大の港湾であり、石油化学・化学産業の一大集積地であるため、大量の CO₂排出源が集中している。同時に、オランダは北海に約 100 以上の枯渇ガス田を有しており、これらを CO₂貯留に転用する大きなポテンシャルを持つ。

5.3.1 気候戦略における CCS の役割

オランダの気候政策は、2019 年の **Climate Agreement** (気候協定) に基づいている。この協定は、政府、産業界、労働組合、環境 NGO など、広範なステークホルダーの合意によって策定された包括的な気候行動計画である。協定は、2030 年までに 1990 年比 49%削減、2050 年までに 95%削減という野心的な目標を設定している。

Climate Agreement において、**CCUS** は**産業部門の脱炭素化の中核的手段**として明確に位置づけられている。オランダの産業部門は、年間約 80-100 百万トンの CO₂を排出しており、そのうち約 30-40%がプロセス排出(セメント、製鉄、化学製造における化学反応由来の CO₂)である。これらのプロセス排出は、電化や水素への燃料転換では削減できないため、**CCUS** が不可欠である。

オランダ政府は、2030 年までに産業部門の CO₂排出を約 20 百万トン削減することを目標としており、そのうち約半分(10 百万トン)を **CCS** によって達成する計画である。この目標を実現するため、**Porthos** プロジェクト(年間 2.5 百万トン)と **Aramis** プロジェクト(年間 5 百万トン)が優先的に推進されている。

オランダの気候戦略のもう一つの特徴は、**水素経済と CCS の統合**である。オランダ政府は、2030 年までに約 3-4 ギガワットの水素製造能力(主にグリーン水素、再生可能エネルギー電解)を構築する目標を掲げているが、これに加えて「ブルー水素」(天然ガス改質+CCS)も重要な役割を果たすと位置づけている。ロッテルダム港には、既に大規模な水素製造施設(**Shell**、**Air Liquide** など)が存在しており、これらの施設からの CO₂を **CCS** で処理することで、低炭素水素を大規模に生産できる。

5.3.2 法的枠組みと貯蔵許可

オランダの **CCS** 法的枠組みは、EU **CCS** 指令の国内法化として、2011 年に鉱業法(**Mining Act**)が改正された形で確立されている²⁴²。改正鉱業法は、CO₂貯留を「鉱物資源の採掘」と類似した活動として扱い、既存の石油・ガス開発の許認可制度を援用している。

CO₂貯留許可の申請は、**経済・気候政策省**(**Ministry of Economic Affairs and Climate Policy**)に提出される。申請には、貯留サイトの地質学的特性評価、貯留容量とインジェクティビティ(注入性)の評価、キャップロックの完全性評価、長期的な CO₂の挙動シミュレーション、環境影響評価、リスク評価、モニタリング計画、閉鎖後管理計画などが含まれる。

オランダの特徴的な制度は、**EBN**(**Energie Beheer Nederland**)の関与である。**EBN** はオランダ国営のエネルギー企業であり、すべての石油・ガス開発プロジェクトに国の代表として参加する義務がある。CO₂貯留プロジェクトについても、**EBN** が国を代表して事業に参加し、通常 40-50%

の株式を保有する。EBN の参加により、国は貯留事業の直接的な監督権を持ち、また長期的なリスクと責任を民間事業者と分担する。

貯留サイトの閉鎖後、CO₂の長期的な管理責任は、貯留事業者から EBN を通じて国に移管される。移管の条件は、最低 20 年間の安定したモニタリング結果、CO₂の挙動が予測モデルと整合していること、漏洩や環境影響の証拠がないことなどである。移管後は、国が長期的なモニタリングを継続し、万一の問題発生時には国が対応する。

オランダはまた、**第三者アクセス権**について明確な規定を設けている²⁴²。CO₂輸送パイプラインおよび貯留サイトは、公共インフラとして扱われ、合理的な条件で第三者に開放される義務がある。Porthos プロジェクトは、当初の 4 社(Shell, ExxonMobil, Air Liquide, Nouryon)に加えて、将来的に他の排出者もパイプラインネットワークに接続できるよう設計されている。アクセス料金は、規制当局(Authority for Consumers and Markets, ACM)の承認を受ける必要があり、透明性と非差別性が確保される。

5.3.3 公的支援スキーム(SDE++等)¹⁸⁸

オランダの CCS 支援の中核は、**SDE++ (Stimuleren Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie) 制度**である。SDE++は、「持続可能エネルギー生産と気候転換の刺激」を意味し、もともとは再生可能エネルギー(風力、太陽光)の支援制度として 2008 年に導入された。2020年、制度が CCS/CCUS を含む広範な脱炭素化技術に拡大され、名称も SDE+から SDE++ に変更された。

SDE++の基本的なメカニズムは、技術の運用コスト(CO₂回収・輸送・貯留の総コスト)と基準コスト(排出者が回避できるコスト、通常は EU-ETS 排出枠価格)の差額を補助することである。補助契約の期間は通常 15 年であり、事業者は長期的な収入の予測可能性を得る。補助金の総額には上限があり、年間ベースおよび累積ベースでのキャップが設定されている。

SDE++の配分は、**競争入札方式**で行われる。政府は年に 1-2 回の入札ラウンドを実施し、CCS 事業者は希望する補助金額(ユーロ/tCO₂削減)を提示する。提示額が低い順に、予算枠が尽きるまで採択される。この競争メカニズムにより、事業者は効率性を追求し、補助金への依存を最小化するインセンティブを持つ。

Porthos プロジェクトは、2021 年の SDE++入札で約 22 億ユーロ(15 年間)の補助金を獲得した。これは、SDE++史上最大の単一プロジェクトへの支援である。Porthos が提示した補助金額は約 40-50 ユーロ/tCO₂であり、これは競争入札の中で比較的低い水準であった。Porthos の経済性の良さ(既存インフラの活用、短距離輸送、大規模な排出源の集積)が、低い補助金額を可能にした。

SDE++制度は、定期的に見直され、改善されている。2023 年の改正では、以下の変更が導入された。BECCS に対する優遇措置が強化され、化石燃料由来の CO₂よりも約 20-30%高い補助率が設定された。産業クラスター内での統合的な CCS インフラ(複数の排出者を接続するパイプラインネットワーク)に対して、追加の「インフラボーナス」が提供されるようになった。また、イノベー

¹⁸⁸ Netherlands Enterprise Agency (RVO), "SDE++ Scheme for Renewable Energy and Climate Transition (Stimuleren Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie)" (2020-2023 updates) <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sde>

シオン性の高い技術(DAC、新規の回収技術など)に対しては、通常の SDE++補助に加えて、Innovation Fund との組み合わせ支援が可能となった²⁴⁴。

オランダ政府は、SDE++に加えて、**港湾インフラへの直接投資**も行っている。ロッテルダム港湾局(Port of Rotterdam Authority)は、半官半民の組織であり、オランダ政府とロッテルダム市が共同で所有している。港湾局は、CO₂ターミナル、パイプライン接続、貯蔵タンクなどのインフラに自己資金を投資しており、政府はこの投資を財政的に支援している。このアプローチにより、個別の排出者や貯留事業者の負担が軽減され、ロッテルダム港全体の CCS 展開が促進される。

5.4 ノルウェー

ノルウェーは、欧州の CCS 市場において最も先進的かつ経験豊富な国である。1996 年の Sleipner プロジェクト開始以来、30 年近い CCS 運用実績を有しており、Northern Lights プロジェクトを通じて世界初の商業的国際 CO₂輸送・貯留サービスを提供している。ノルウェーの CCS 政策は、気候変動対策、産業政策、国際協力という 3 つの柱で構成されている。

5.4.1 ノルウェーと EU の関係

ノルウェーは EU 加盟国ではないが、**欧州経済領域(EEA)協定**を通じて EU 単一市場に参加している。EEA 協定により、ノルウェーは EU の主要な法律と規制を国内法化する義務を負う。これには、EU CCS 指令、EU-ETS、再生可能エネルギー指令、環境保護規則などが含まれる。

CCS 分野においては、ノルウェーは EU CCS 指令を完全に国内法化しており、EU 加盟国と同等の法的枠組みを有している。また、ノルウェーは EU-ETS に参加しており、ノルウェーの産業施設は EU 加盟国の施設と同じ排出削減義務と排出枠取引ルールに従う。ノルウェーで永久貯留された CO₂は、EU-ETS の下で排出枠提出義務が免除され、これが Sleipner および Snøhvit プロジェクトの重要な経済的インセンティブとなっている。

ノルウェーは、欧州委員会の気候・エネルギー政策策定プロセスに非公式に参加している。Northern Lights のような大規模プロジェクトは、欧州の CCS 市場全体に影響を及ぼすため、欧州委員会とノルウェー政府の間で緊密な協議が行われている。特に、2026 年の CO₂輸送立法イニシアティブの策定においては、ノルウェーの経験と意見が重視されている。

ノルウェーはまた、**Innovation Fund** に参加している。EEA 協定の枠組みにより、ノルウェーのプロジェクトも Innovation Fund の支援対象となる。ただし、ノルウェーは Innovation Fund の財源 (EU-ETS の排出枠オークション収入) には拠出していないため、ノルウェーのプロジェクトへの配分は限定的である。

5.4.2 法的枠組み

ノルウェーの CCS 法的枠組みは、石油法 (Petroleum Act) および CO₂貯蔵規則 (Regulations on CO₂ Storage) に基づいている。ノルウェーは 50 年以上の石油・ガス開発の歴史を持ち、海底下地層の探査、開発、管理に関する高度な技術と制度を確立している。CO₂貯留は、この既存の石油・ガス法制度の延長として位置づけられている。

CO₂貯蔵サイトの探査と開発の許可は、**石油・エネルギー省 (Ministry of Petroleum and Energy)** が所管している。許可申請のプロセスは、石油・ガス開発と類似しており、探査許可 (Exploration License) と生産許可 (Production License、CO₂貯留の場合は「貯蔵許可」) の 2 段階で構成される。探査許可では、事業者は地震探査、試掘などの調査活動を実施し、貯蔵サイトの実行可能性を評価する。貯蔵許可では、事業者は CO₂の注入と長期的な管理を行う。

ノルウェーの制度の特徴は、ノルウェー石油理事会 (Norwegian Petroleum Directorate, NPD) の中心的な役割である²⁴⁶。NPD は、石油・ガス資源および CO₂貯蔵サイトの管理を担当する専門的な政府機関であり、地質学、貯留工学、環境科学などの高度な専門知識を有している。NPD

は、貯蔵許可申請の技術審査、貯蔵サイトの運営監督、モニタリングデータの検証、長期的な安全性評価などを実施する。

ノルウェーは 2011 年、世界で最初にロンドン議定書第 6 条改正を批准し、暫定適用を開始した。これにより、ノルウェーは他国からの CO₂ 輸入を法的に受け入れることができる世界初の国となった。ノルウェー政府は、「欧州の CO₂ 貯留ハブ」としての戦略的地位を確立するため、越境 CO₂ 輸送の法的・制度的枠組みの整備に積極的に取り組んできた。

ノルウェーの法制度のもう一つの特徴は、CO₂ 税の長い歴史である。ノルウェーは 1991 年、世界で初めて石油・ガス生産に対する CO₂ 税を導入した。現在の税率は約 500-600 ノルウェークローネ/tCO₂ (約 50-60 ユーロ/tCO₂) であり、これが Sleipner プロジェクトの最も強力な経済的推進力となった。Sleipner ガス田で生産される天然ガスは、約 9% の CO₂ を含んでおり、この CO₂ を分離せずに販売すれば CO₂ 税が課される。一方、CCS で CO₂ を貯留すれば CO₂ 税が免除されるため、CCS の経済性が成立する。

5.4.3 CCUS と CO₂ 輸送の現状

ノルウェーの CCUS 市場は、3 つの世代のプロジェクトで構成されている。

◆ 第 1 世代: 統合型プロジェクト (1990 年代-2000 年代)

Sleipner と Snøhvit は、Equinor が単独で運営する統合型プロジェクトである。これらのプロジェクトでは、CO₂ の回収、輸送、貯留のすべてが同一事業者によって管理されており、外部からの CO₂ 受け入れは行っていない。両プロジェクトの主要な動機は、ノルウェーの CO₂ 税の回避と、EU 向け天然ガス輸出における品質要件の充足である。

Sleipner は、Utsira 塩水帯水層に累積約 20 百万トン以上の CO₂ を貯留しており、世界で最も長期の CCS モニタリングデータを提供している。このデータは、塩水帯水層への CO₂ 貯留の長期的な安全性と実行可能性を実証する貴重な科学的証拠となっている。

◆ 第 2 世代: オープンアクセス型商業サービス (2020 年代)

Northern Lights は、ノルウェーの CCS 市場における革命的な転換を代表している。このプロジェクトは、単なる自社利用の CCS ではなく、欧州各地の排出者に対して商業的な CO₂ 輸送・貯留サービスを提供する「CCUS インフラ事業者」としてのビジネスモデルを確立した。

Northern Lights の第 1 フェーズ (年間 1.5 百万トン) は 2024 年 9 月に操業を開始し、第 2 フェーズ (年間 5 百万トンまで拡張) は 2028-2029 年の操業開始を目指している。既に複数の顧客との長期契約が締結されており、ノルウェー国内の Norcem Brevik、ベルギーの Antwerp@C、ドイツの CO₂TransPorts などからの CO₂ 受け入れが予定されている。

Northern Lights の成功は、ノルウェーの「欧州の CO₂ 貯留ハブ」戦略の実現可能性を実証している。ノルウェーは、豊富な貯留容量 (70-140 ギガトン)、既存の石油・ガス産業インフラ、高度な技術専門知識、安定した政治・法的環境という優位性を活かし、欧州の CCS 市場において中心的な地位を確立しつつある。

◆ 第 3 世代: 複数の大規模貯留サイトの開発 (2020 年代後半-2030 年代)

ノルウェー政府と Equinor は、Northern Lights に続く新規の大規模貯留サイトの開発を計画している。Luna プロジェクトは、Equinor が主導する年間 5-10 百万トンの貯留サイトであり、トロー

ル・ガス田周辺の塩水帯水層を対象としている。**Eos プロジェクト**は、TotalEnergies が主導し、北海南部での新規貯留を目指している。これらのプロジェクトにより、ノルウェーの年間貯留容量は 2030 年代に 15-30 百万トンに達する可能性がある。

ノルウェーはまた、**既存の石油・ガスインフラの転用**を積極的に推進している。北海には数百の石油・ガスプラットフォームとパイプラインが存在し、その多くが生産終了または近い将来に生産終了を迎える。これらのインフラを CO₂輸送・貯留に転用することで、新規建設と比較して投資コストを 30-50%削減できる可能性がある。ノルウェー政府は、インフラ転用を促進するため、廃坑義務の免除、転用費用への補助、規制手続きの簡素化などの政策を導入している。

5.4.4 公的支援スキーム

ノルウェーの CCS 支援の中核は、**Longship (ロングシップ)プログラム**である。Longship は 2020 年に開始された包括的な CCS 推進プログラムであり、政府が約 250 億ノルウェークローネ (約 25 億ユーロ)を投資する。プログラムは 3 つの主要コンポーネントで構成されている。

第一に、**Northern Lights インフラへの直接投資**である。政府は、Northern Lights の第 1 フェーズ建設費の約 80%(約 170 億クローネ)を負担した。この大規模な公的投資により、Northern Lights は比較的低い輸送・貯留料金(約 70-90 ユーロ/tCO₂と推定)でサービスを提供でき、欧州の排出者にとって魅力的な選択肢となった。政府の投資は「株式出資」の形式であり、Northern Lights が将来的に利益を上げれば、政府は配当を受け取る。

第二に、**Norcem Brevik CO₂回収施設への補助**である。Norcem Brevik (Heidelberg Materials 所有)は、ノルウェー最大のセメント工場であり、年間約 0.4 百万トンの CO₂を回収する施設を建設している。政府は、この回収施設の建設費の約 50%(約 30 億クローネ)を補助し、また運営費の一部を 15 年間にわたって補填する。この支援により、Norcem Brevik は Northern Lights の最初の商業的顧客となり、ノルウェー国内の CCS 展開を牽引している。

第三に、**Fortum Oslo Varme 廃棄物焼却 CCS への支援**であった。ただし、このプロジェクトは技術的・経済的な課題により 2023 年に延期された。政府は、代替的な BECCS プロジェクトへの支援を検討している。

Longship プログラムに加えて、ノルウェー政府は **Enova プログラム**²⁴⁷を通じて CCS 技術開発を支援している。Enova は、エネルギー効率と再生可能エネルギーを促進する公的機関であり、2000 年代初頭から CCS 研究開発に資金を提供してきた。Enova の支援により、ノルウェーの研究機関(SINTEF、Norwegian Geotechnical Institute など)は、CO₂貯留の地質学的モデリング、モニタリング技術、リスク評価手法などの分野で世界をリードする専門知識を蓄積してきた。

ノルウェーの CCS 支援政策のもう一つの重要な側面は、**国際協力への開放性**である。ノルウェー政府は、Northern Lights が欧州各国から CO₂を受け入れることを積極的に支援しており、ベルギー、ドイツ、フランス、英国などとの二国間協力協定の締結を推進している。これらの協定は、越境 CO₂輸送の法的枠組み、技術基準の相互承認、環境モニタリングの協力、緊急時対応の協力などを規定している。

ノルウェーはまた、**開発途上国への CCS 技術移転**を支援している。ノルウェー政府の開発援助機関(Norad)は、アフリカ、アジア、ラテンアメリカの国々に対して、CCS 技術の教育、訓練、パ

イロットプロジェクトへの資金提供を行っている。この国際協力は、ノルウェーの **CCS** 産業の国際的なプレゼンスを高め、将来的なグローバル市場におけるノルウェー企業の競争力を強化することを目指している。

第6章 結論

本報告書は、欧州における CCUS (炭素回収・利用・貯留) の現状と展望について、規制枠組み、CO₂品質管理、市場動向、海上輸送、各国政策という5つの主要な側面から包括的な分析を行ってきた。本章では、これまでの分析から導かれる主要な発見事項を総括し、今後の欧州 CCS 市場の発展に向けた展望を提示する。

6.1 主要な発見事項

6.1.1 市場の成熟度と政策支援

市場成熟度の現状評価

欧州の CCS 市場は、2024-2025 年時点で「初期商業化段階」にある。運用中のプロジェクトは限定的であり、Sleipner (1996 年開始、累積 20 百万トン以上)、Snøhvit (2008 年開始)、Northern Lights 第1フェーズ (2024 年9月運用開始)、Greensand パイロット (2024 年3月初回注入) などを合わせても、総容量は年間約 2-3 百万トンに過ぎない。これは、欧州全体の産業 CO₂排出 (年間約 800-1000 百万トン) のわずか 0.3%程度である。

しかし、パイプラインには大きな変化が起きている。建設中または最終投資決定済みのプロジェクトとして、英国の HyNet (4.5 Mtpa)、East Coast Cluster (7-10 Mtpa)、Acorn (5-6 Mtpa)、オランダの Porthos (2.5 Mtpa)、デンマークの Greensand 第1商業フェーズ (1.5 Mtpa) などがあり、これらが予定通り稼働すれば、2027-2030 年までに年間 20-30 百万トンの追加容量が実現する。さらに計画段階のプロジェクト (Aramis、CO₂TransPorts、Antwerp@C など) を含めると、2030 年の総容量は 50-100 百万トンに達する可能性がある。

この成長軌道は、欧州委員会が掲げる 2030 年目標 (年間 50 百万トンの注入容量) とおおむね整合的である。ただし、多くのプロジェクトが依然として計画段階にあり、最終投資決定、建設、操業開始までには数年を要するため、目標達成には 2025-2027 年の期間における集中的な投資と政策実行が不可欠である。

政策支援の決定的役割

本報告書の全体を通じて明らかになった最も重要な発見事項は、現在の技術経済条件下では、公的支援なしに CCS が商業的に成立することはほぼ不可能であるという事実である。CO₂回収・輸送・貯留の総コストは、技術と規模により異なるが、通常 60-150 ユーロ/tCO₂の範囲にある。一方、現在の EU-ETS 排出枠価格は約 60-80 ユーロ/tCO₂であり、多くのプロジェクトにとって経済性のギャップが存在する。

最も効果的な支援スキームとして確認されたのは、**長期的な収入保証型メカニズム**である。英国の CCfD (Carbon Contracts for Difference) は、15-25 年という長期契約により、CO₂回収・貯留コストと炭素価格の差額を政府が補填する。オランダの SDE++制度は、同様の差額補填を 15 年間にわたって提供し、Porthos プロジェクトは約 22 億ユーロの支援を獲得した。ノルウェーの Longship プログラムは、より直接的なアプローチを採用し、Northern Lights インフラの建設費の約 80%を政府が負担した。

これらの成功事例に共通するのは、長期性、予測可能性、透明性という 3 つの特性である。プロジェクト開発者と投資家は、15-25 年という長期にわたる収入を予測でき、これにより銀行融資の確保、リスクプレミアムの低減、投資決定の加速が可能となる。

対照的に、支援スキームが不明確または短期的な国では、CCS 投資が停滞している。一部の南欧諸国(スペイン、イタリア、ギリシャ)では、CCS 支援の法的・財政的枠組みがまだ確立されていないか、または政権交代により政策が変更されるリスクがあるため、民間投資家は慎重な姿勢を維持している。

EU Innovation Fund の役割と限界

欧州委員会の Innovation Fund は、2020-2030 年に約 400 億ユーロという大規模な資金を CCS を含む低炭素技術に提供する。これは、欧州の CCS 市場発展において重要な触媒となっている。実際、Porthos、HyNet、East Coast Cluster など、多くの主要プロジェクトが Innovation Fund の支援を申請または受領している。

しかし、Innovation Fund にはいくつかの構造的な限界も存在する。第一に、資本費補助に重点が置かれており、運営費の支援は限定的である。多くの CCS プロジェクトでは、建設後の長期的な運営費(エネルギーコスト、メンテナンス、モニタリング)が経済性を左右するため、運営費支援の欠如は障壁となる。第二に、申請・審査プロセスが複雑で時間がかかる(通常 1-2 年)。市場の初期段階では、迅速な資金配分が重要であるが、現行のプロセスは必ずしも最適化されていない。第三に、「革新性」の重視により、既の実証された技術の大規模展開への支援が相対的に少ない。商業化段階では、革新性よりも規模とコスト効率が重要であるが、Innovation Fund の選定基準は必ずしもこれを反映していない。

政策統合の課題

欧州の CCS 政策は、EU、国、地域という多層的なガバナンス構造により、断片化と重複が生じている。EU-ETS、Innovation Fund、各国の CCS 支援スキーム、地域開発基金などが並存しており、プロジェクト開発者は複数の制度を同時に活用し、それぞれの申請要件、報告義務、監査手続きに対応する必要がある。これは行政的負担を増加させ、透明性を低下させ、特に中小企業や新規参入者にとって参入障壁となっている。

2026 年に予定されている欧州委員会の CO₂輸送立法イニシアティブは、この断片化を解消する重要な機会である。統一的な法的枠組み、標準化された CO₂仕様、簡素化された越境輸送許可、調整されたインフラ計画などが導入されれば、欧州 CCS 市場の効率性と統合性が大幅に向上する可能性がある。

6.1.2 CO₂仕様の重要性

第 2 章で詳述したように、CO₂仕様(純度、不純物濃度)は CCS バリューチェーン全体の技術的・経済的成立性に決定的な影響を及ぼす。本報告書の分析において、この要因の重要性が当初の想定を上回ることが明らかになった。

現在の欧州市場では、プロジェクトごとに大きく異なる CO₂仕様が採用されている。Northern Lights の厳格な仕様(純度 99.81%以上、水分 30ppm 以下)と Porthos/Aramis の緩和された仕様(純度 95%以上、水分 500ppm 以下)との間には、排出者の精製コストで年間数千万ユーロ規模の差が生じる。この仕様の多様性は、プロジェクト間の互換性を制限し、排出者の選択肢を狭め、市場全体の流動性と効率性を低下させる要因となっている。

完全な統一基準の策定は技術的・政治的に困難であるが、欧州委員会が 2026 年の CO₂輸送立法イニシアティブにおいて階層的な標準化アプローチ(最低安全基準、輸送モード別推奨基準、プロジェクト固有要件)を採用することで、市場の互換性向上が期待される。標準化の進展は、Northern Lights、Greensand、HyNet、Porthos など主要プロジェクトの数年間の運用経験と実証データの蓄積に依存する。

CO₂仕様の技術的詳細、不純物の影響、輸送モード別の仕様差異、プロジェクト間比較、標準化の課題については、第 2 章「CO₂仕様:技術的要件と標準化の課題」を参照されたい。

6.1.3 輸送インフラの課題

パイプラインと船舶の役割分担

本報告書の分析により、CO₂輸送においてパイプラインと船舶が相互補完的な役割を果たすことが明確になった。両者は競合するのではなく、異なる条件下で最適な選択肢となる。

パイプラインは、短・中距離(200 km 以下)、大量輸送(年間 5 百万トン以上)、地理的に連続した陸上または浅海域という条件下で経済的優位性を持つ。例えば、100 km 陸上パイプライン(年間 5 百万トン容量)の輸送コストは約 3.5-6.0 ユーロ/tCO₂と推定され、これは船舶輸送の約 3-4 分の 1 のコストである。パイプラインのもう一つの利点は、連続的・自動的な輸送であり、天候や港湾混雑の影響を受けない高い信頼性である。

しかし、パイプラインには重大な制約もある。建設には多額の初期投資(通常数億ユーロ)が必要であり、一度建設されれば変更が困難な固定インフラとなる。市場の初期段階では、需要の不確実性が高く、パイプライン投資のリスクが大きい。また、山岳地帯、都市密集地域、深海域では建設コストが極めて高額となる。

船舶輸送は、中・長距離(500 km 以上)、中規模輸送(年間 1-5 百万トン)、越境輸送、需要の不確実性が高い状況という条件下で優位性を持つ。船舶の最大の利点は柔軟性である。複数の港湾を経由でき、需要の変化に応じて航路を変更でき、新しい排出源や貯留サイトに容易に対応できる。船舶は段階的に建造できるため、投資リスクを分散できる。

船舶輸送の課題は、相対的に高いコストである。7,500 立方メートル級中型船による 500 km 輸送のコストは約 21.5-29 ユーロ/tCO₂と推定され、同距離のパイプライン輸送(約 12-19 ユーロ/tCO₂)と比較して約 1.5-2 倍高い。また、天候や海象条件への依存、港湾インフラの必要性、環境規制の強化(FuelEU Maritime、EU-ETS 海運部門適用)などの制約がある。

実際の CCS 市場では、パイプラインと船舶の「どちらか一方」ではなく、ハイブリッドアプローチが主流となりつつある。産業クラスター内では短距離パイプラインで複数の排出源から CO₂を港湾ターミナルに集約し、港湾から貯留サイトまでは船舶で長距離輸送し、貯留サイト近郊では再び海

底パイプラインで洋上注入プラットフォームに輸送する、という多段階の輸送システムである。**Northern Lights** プロジェクトは、このハイブリッドモデルの代表的な実例である。

船舶市場の発展と課題

LCO₂運搬船市場は、まだ極めて初期段階にある。2025 年初頭時点で運航中の CCS 専用 LCO₂運搬船は、**Northern Pioneer** と **Pathfinder** の 2 隻のみである。建造中または発注済みの船舶は約 4-6 隻と推定され、これでは 2030 年の需要(年間 35-65 百万トンの CO₂船舶輸送、約 25-35 隻の船舶が必要)に大きく不足する。

2030 年までに必要な船舶数を確保するためには、今後 5 年間で年間 4-6 隻のペースで建造する必要がある。これは、世界の造船能力(特に LNG・LPG 運搬船の建造実績を持つ韓国、中国、日本の造船所)から見れば実現可能な規模である。しかし、造船所のキャパシティは限られており、LNG 運搬船、アンモニア運搬船などの他の液化ガス運搬船の需要と競合する。早期の発注と長期的な建造スロット確保が重要である。

船舶建造の最大の障壁は、資金調達と長期契約の確保である。1 隻の建造コストは約 60-80 百万ユーロ(7,500 立方メートル級)であり、船舶運航会社にとって大きな投資である。銀行融資を確保するためには、排出者または貯留サイトとの長期輸送契約(通常 10-15 年、Take-or-Pay 条項付き)が必要である。しかし、CCS 市場がまだ初期段階にあるため、排出者の多くは自社の CO₂ 回収施設の建設が完了しておらず、長期契約の締結に慎重である。この「鶏と卵」の問題を解決するためには、政府または公的機関による輸送契約の保証、または船舶建造への直接的な公的資金提供が有効である。

船舶の大型化は、長期的なコスト削減の鍵となる。現在の主流である 7,500 立方メートル級から、30,000-50,000 立方メートル級への大型化により、輸送コストを約 50-55%削減できる可能性がある。しかし、大型化には港湾インフラの対応(水深、岸壁強度、荷役設備の大容量化)、十分な輸送需要の確保、航路ネットワークの最適化などが必要であり、2030 年代以降の段階的な導入が現実的である。

港湾インフラの整備

LCO₂船舶輸送の展開には、専用の港湾ターミナルインフラが不可欠である。ターミナルには、岸壁、荷役設備(ローディングアーム)、液化 CO₂貯蔵タンク、ベーパーリターン設備、再液化設備、品質分析ラボ、安全設備などが含まれる。年間 1-2 百万トン容量の中規模ターミナルの建設コストは約 50-100 百万ユーロ、年間 5 百万トン以上の大規模ターミナルでは 200-400 百万ユーロと推定される。

現在、専用の LCO₂ターミナルは極めて限られている。**Northern Lights** の **Øyarden Terminal** (ノルウェー)、**Greensand** の計画ターミナル(デンマーク・Esbjerg 港)などが先駆的な例であるが、欧州の主要港湾の多くはまだ CO₂ターミナルを有していない。2030 年に向けて、ロッテルダム、アントワープ、ハンブルク、ブレーメン、ティーズサイド、ハンバーサイドなどの主要工業港湾でのターミナル建設が計画されているが、許認可、資金調達、建設には数年を要する。

港湾ターミナル整備の課題の一つは、投資の不確実性である。ターミナルは長期的なインフラ投資であるが、CO₂の輸送需要が予測を下回れば、過剰投資となるリスクがある。この不確実性を軽減するため、多くの港湾は段階的な建設アプローチを採用している。初期フェーズでは小規模なターミナル(年間 1-2 百万トン容量)を建設し、需要の成長を確認した後、段階的に拡張する。また、既存の LNG・LPG ターミナルインフラの一部を転用することで、建設コストを 20-30%削減できる可能性がある。

統合的 CO₂輸送ネットワークの必要性

長期的には、欧州全体で統合的な CO₂輸送ネットワークが形成されることが望ましい。主要な産業クラスターと港湾を接続する幹線パイプライン、北海を横断する海底パイプライン幹線、港湾間を結ぶ船舶輸送ネットワークが相互に接続され、CO₂を最も効率的なルートで輸送できる柔軟なシステムである。

このビジョンの実現には、技術的標準化(CO₂仕様の統一、接続規格の標準化)、規制の調和(越境輸送の許認可簡素化、パイプライン建設手続きの統一)、インフラ投資の調整(重複投資の回避、戦略的な優先順位付け)が必要である。2026 年の CO₂輸送立法イニシアティブは、このような統合的ネットワークの法的・制度的基盤を提供する重要な機会である。

6.2 今後の展望

6.2.1 欧州 CCS 市場の成長可能性

2030 年までの展望

2030 年に向けて、欧州の CCS 市場は急速な成長段階に入ることが予想される。本報告書の分析に基づく基本シナリオでは、2030 年の年間 CO₂回収・貯留量は 70-100 百万トンに達する可能性がある。これは、現在(2025 年)の約 2-3 百万トンから、約 25-35 倍の増加を意味する。

この成長を牽引する主要なプロジェクトは以下の通りである。英国では、HyNet、East Coast Cluster (Net Zero Teesside と Zero Carbon Humber)、Acorn が合計で約 16.5-20.5 百万トンの容量を提供する。ノルウェーでは、Northern Lights 第 2 フェーズが年間 5 百万トンに拡張され、新規の Luna と Eos プロジェクトが追加で 8-15 百万トンを提供する。オランダでは、Porthos と Aramis が合計で 7.5 百万トンを提供する。デンマークでは、Greensand が 8 百万トンまで拡張される。ドイツでは、CO₂TransPorts と国内貯留プロジェクトが合計で 3-8 百万トンを提供する。

ただし、この成長軌道にはいくつかのリスクと不確実性が存在する。第一に、プロジェクトの遅延リスクである。大規模インフラプロジェクトでは、許認可の遅れ、建設上の技術的問題、資金調達の困難などにより、スケジュールが 1-2 年遅延することは珍しくない。複数のプロジェクトが同時に遅延すれば、2030 年目標の達成は困難となる。

第二に、政策の継続性リスクである。現在の支援政策(CCfD、SDE++、Longship など)は、特定の政権下で導入されたものである。政権交代により政策が変更または廃止されれば、進行中のプロジェクトにも影響が及ぶ可能性がある。特に、財政的に厳しい状況下では、CCS 支援予算が削減されるリスクがある。

第三に、社会的受容性の課題である。一部の地域や国では、**CCS** に対する懸念や反対が依然として存在する。陸上貯留、陸上パイプライン、港湾ターミナルの建設などに対する地域住民の反対運動が発生すれば、プロジェクトが中止または大幅に変更される可能性がある。

2030-2050年の長期展望

2030年以降、欧州の**CCS**市場はさらに大規模な拡大段階に入る。本報告書の基本シナリオでは、2040年に約280百万トン、2050年に約450百万トンという欧州委員会の**ICM**戦略目標が達成される可能性がある。この長期的な成長は、いくつかの構造的な変化によって支えられる。

第一に、**炭素価格の上昇**である。EU-ETSの炭素価格は、2030年に約141ユーロ/tCO₂、2040年に約207ユーロ/tCO₂、2050年に250-300ユーロ/tCO₂に達すると予測されている。この価格上昇により、**CCS**の経済性が大幅に向上し、公的支援への依存度が低下する。2040年以降、多くの**CCS**プロジェクトは最小限の公的支援または支援なしで商業的に成立する可能性がある。

第二に、**技術コストの低減**である。**CCS**技術は、規模の経済、学習効果、技術革新により、2025-2050年の期間に総コストを35-40%削減できると推定されている。特に、CO₂回収技術(新規の固体吸収剤、膜分離、モジュール化された標準設計)、輸送インフラ(既存インフラの転用、大口径パイプライン、大型船舶)、貯留技術(坑井技術の改善、モニタリングコストの削減)において、顕著なコスト低減が期待される。

第三に、**市場の成熟と標準化**である。2030-2040年の期間に、CO₂仕様の標準化、輸送インフラの規格統一、許認可手続きの簡素化が進展すれば、市場参入障壁が低下し、競争が促進され、イノベーションが加速する。統合的なCO₂輸送ネットワークが形成されれば、排出者と貯留サイトの柔軟なマッチングが可能となり、市場全体の効率性が向上する。

第四に、**新技術の登場**である。直接空気回収(DAC)、バイオエネルギー**CCS**(BECCS)、産業プロセスの革新的な脱炭素化技術(水素製鉄、電気加熱セメント窯など)が2030年代に商業化されれば、**CCS**市場に新たな需要が加わる。特にBECCSは、カーボンネガティブを実現する唯一の大規模技術であり、2050年のネットゼロ目標達成において不可欠な役割を果たす。

楽観的シナリオと保守的シナリオ

本報告書で提示した2050年の予測値(年間450百万トン)は、政策支援の継続、技術コストの順調な低減、社会的受容性の維持などを前提とした基本シナリオである。楽観的シナリオでは、これらの条件がすべて理想的に満たされ、さらに技術革新が加速し、国際協力が強化されれば、2050年に500-650百万トンに達する可能性もある。

一方、保守的シナリオでは、政策支援の不足、技術的困難の継続、社会的反対の拡大、財政的制約などにより、2050年でも200-300百万トンに留まる可能性がある。この場合、欧州の2050年気候中立目標の達成は極めて困難となり、追加的な対策(より厳格な排出削減、産業の縮小、経済活動の制限など)が必要となる。

現実には、これらのシナリオの中間のどこかに位置する可能性が高い。重要なのは、2025-2030年の初期商業化段階が**CCS**市場の長期的な軌道を決定するということである。この期間に多くの

プロジェクトが成功裏に稼働し、技術的実行可能性と経済性が実証されれば、投資家と排出者の信頼が確立され、2030年以降の加速的な成長の基盤となる。逆に、主要プロジェクトの失敗や大幅な遅延が発生すれば、市場全体の信頼が損なわれ、長期的な成長が阻害される。

6.2.2 国際協力の重要性

越境 CO₂輸送の法的・制度的基盤

欧州 CCS 市場の発展において、国際協力は技術的にも経済的にも不可欠である。CO₂排出源と貯留サイトの地理的分布は、国境と一致しない。貯留容量を持つ国（ノルウェー、英国、デンマーク、オランダ）と、貯留容量が限定的または社会的受容性が低い国（ドイツ、ベルギー、フランス内陸部、南欧諸国）の間で、CO₂を輸送する必要がある。

越境 CO₂輸送の法的基盤は、ロンドン議定書第 6 条改正によって確立された。2024 年末時点で、ノルウェー、英国、オランダ、デンマーク、ベルギー、ドイツ、フランスなど主要国が改正を批准しており、これらの国々間での越境 CO₂輸送が法的に可能となっている。ただし、一部の国（スペイン、イタリア、ポーランドなど）はまだ批准しておらず、これらの国からの CO₂輸出には法的障壁が残っている。

ロンドン議定書改正の全面発効（批准国が議定書締約国の 3 分の 2 に達する時点）は、2025-2026 年と予想されている。全面発効により、越境 CO₂輸送の法的確実性がさらに高まり、長期契約の締結と投資決定が促進される。

欧州委員会の 2026 年 CO₂輸送立法イニシアティブは、ロンドン議定書改正を補完し、EU 域内での越境輸送をさらに簡素化することを目指している。具体的には、加盟国間での許認可手続きの調和、技術基準の相互承認、輸送契約の標準化、責任分担の明確化などが検討されている。

二国間・多国間協力の進展

ロンドン議定書改正という多国間枠組みに加えて、特定の国々間での二国間または多国間協力も急速に進展している。

ノルウェーは、欧州の「CO₂貯留ハブ」としての戦略的地位を確立するため、複数の国と二国間協力協定を締結している。ノルウェー・ドイツ協定（2024 年）は、ドイツから年間 10-15 百万トンの CO₂をノルウェーに輸出する法的枠組みを確立した。ノルウェー・ベルギー協定（2023 年）は、Antwerp@C プロジェクトから Northern Lights への年間 3-5 百万トンの CO₂輸送を可能にした。ノルウェーは、フランス、英国、オランダとも同様の協定の締結を進めている。

デンマーク・スウェーデン協力覚書（2024 年）は、スウェーデン南部からデンマークの貯留サイトへの CO₂輸送の枠組みを確立した。両国は、バルト海を横断する船舶輸送ルートの開発、港湾インフラの共同整備、技術基準の調和などについて協議を進めている。

英国・オランダ・ノルウェーの三国間協力も進展している。英国の Acorn プロジェクトは、スコットランド沖の貯留サイトを開発すると同時に、オランダからの CO₂輸入を受け入れる計画である。三国は、北海を横断する海底パイプラインネットワークの構想について議論を開始している。

国際協力の課題と解決策

越境 CO₂輸送における国際協力には、いくつかの課題が存在する。

第一に、**責任分担の問題**である。CO₂が排出国から受入国に輸送され、受入国の貯留サイトに注入された後、長期的な管理責任はどちらの国が負うのか。万一の漏洩や環境影響が発生した場合、どちらの国が対応と補償の責任を負うのか。この問題について、各国の法制度は必ずしも整合的ではない。

現在の多くの二国間協定では、以下の原則が採用されている。CO₂の所有権と法的責任は、受入国の港湾または貯留サイト入口で移転する。移転後の管理責任は受入国が負う。ただし、輸出国は、輸出される CO₂が合意された仕様を満たすことを保証する責任を負う。仕様外の CO₂により問題が発生した場合、輸出国が一定の責任を負う可能性がある。貯留サイト閉鎖後の長期的な管理責任は、通常、受入国政府に移管される。

第二に、**費用分担の問題**である。越境 CO₂輸送インフラ(船舶、港湾ターミナル、パイプラインなど)の建設と運営費用を、輸出国と受入国がどのように分担するのか。現在のモデルでは、輸出国の排出者が輸送・貯留サービスの料金を支払い、この料金でインフラコストをカバーする商業的アプローチが主流である。ただし、インフラの初期建設には公的支援が必要な場合が多く、輸出国と受入国がそれぞれ自国の支援スキームから資金を提供する。

第三に、**政治的・経済的リスク**である。長期的な CO₂輸送契約(通常 15-25 年)を締結しても、途中で政権交代、政策変更、経済危機などにより契約が履行されないリスクがある。このリスクを軽減するため、多くの二国間協定は政府レベルでの保証を含んでいる。また、国際仲裁条項を契約に含めることで、紛争の解決メカニズムを確保している。

EU レベルでの協調の必要性

二国間協力は重要な進展であるが、長期的には **EU レベルでの包括的な協調**が不可欠である。欧州全体で統合的な CO₂輸送ネットワークを形成し、CO₂を最も効率的なルートで輸送し、すべての排出者が公平にインフラにアクセスできるようにするためには、EU レベルでの調整メカニズムが必要である。

2026 年の CO₂輸送立法イニシアティブは、この協調を実現する重要な機会である。立法により、以下の要素が導入されることが期待される。EU 全域で統一された CO₂輸送許認可手続き、標準化された CO₂仕様と品質保証プロトコル、インフラへの第三者アクセス権の保証と透明な料金規制、EU 横断 CO₂輸送ネットワークの戦略的計画とインフラ投資の調整、越境輸送における責任と費用分担の標準的な原則、緊急時対応と情報共有のメカニズムである。

これらの要素が効果的に実施されれば、欧州の **CCS 市場**は、個別国の市場の寄せ集めではなく、真に統合された単一市場として機能するようになる。これにより、規模の経済が最大化され、競争が促進され、イノベーションが加速され、2050 年の気候中立目標の達成に向けた欧州全体の取り組みが強化される。

グローバルな展開への示唆

欧州の CCS 市場と国際協力の経験は、グローバルな CCS 展開にとって重要な教訓を提供する。CCS は、気候変動という地球規模の課題に対処するための技術であり、欧州だけでなく、アジア、北米、中東、アフリカなど世界のすべての地域で展開される必要がある。

欧州が確立しつつある法的枠組み、技術基準、ビジネスモデル、国際協力メカニズムは、他地域にとっての参考モデルとなる。特に、ロンドン議定書改正という国際法的枠組みは、グローバルな CO₂輸送を可能にする基盤である。2025 年以降、アジア諸国(日本、韓国、シンガポール、マレーシアなど)も改正の批准を進めており、将来的にはアジア域内およびアジア・欧州間での CO₂輸送も視野に入ってくる。

欧州の経験から得られる最も重要な教訓は、CCS 市場の発展には、技術革新だけでなく、強力な政策支援、明確な法的枠組み、効果的な国際協力、社会的対話と信頼構築が不可欠であるということである。これらの要素が統合的に機能するとき、CCS は気候中立という野心的な目標を達成するための現実的で信頼できる手段となる。

結びとして

欧州の CCUS 市場は、2024-2025 年という歴史的な転換点にある。数十年にわたる研究開発と実証プロジェクトを経て、初めて商業的規模での展開が始まりつつある。Northern Lights、Greensand、HyNet、Porthos などの先駆的プロジェクトは、CCS が技術的に実行可能であり、適切な政策支援の下で経済的にも成立することを実証しつつある。

しかし、本報告書の分析が示すように、CCS 市場の成功は決して保証されているわけではない。技術的課題、経済的障壁、規制的複雑性、社会的懸念など、多くの困難が依然として存在する。これらの課題を克服し、2030 年、2040 年、2050 年の野心的な目標を達成するためには、政府、産業界、研究機関、市民社会のすべてのステークホルダーの協調的な努力が必要である。

欧州が 2050 年の気候中立を達成できるかどうかは、今後 5-10 年の CCS 展開の成否に大きく依存している。本報告書が、この重要な課題に取り組むすべての関係者にとって、有益な情報と洞察を提供できることを願っている。

付録 A: 略語一覧

略語	正式名称
ADEME	フランス環境エネルギー管理庁 (Agence de la transition écologique)
BECCS	バイオエネルギー炭素回収・貯留 (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)
BMBF	ドイツ連邦教育研究省 (Bundesministerium für Bildung und Forschung)
BMWK	ドイツ連邦経済・気候保護省 (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz)
BOG	ボイルオフガス (Boil-Off Gas)
CAPEX	資本支出 (Capital Expenditure)
CBAM	炭素国境調整メカニズム (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CCS	炭素回収・貯留 (Carbon Capture and Storage)
CCSEA	船舶用膜式炭素回収 (Membrane-based Carbon Capture for SEAgoin vessels)
CCU	炭素回収・利用 (Carbon Capture and Utilization)
CCUS	炭素回収・利用・貯留 (Carbon Capture, Utilization and Storage)
CEF	欧州インフラ接続ファシリティ (Connecting Europe Facility)
CGM	CMA CGM (フランスの海運会社)
CID	クリーン産業ディール (Clean Industrial Deal)
CISAF	クリーン産業ディール国家補助枠組み (Clean Industrial Deal State Aid Framework)
CO2CRC	オーストラリア炭素回収研究協力センター (CO2 Cooperative Research Centre)
CO ₂	二酸化炭素 (Carbon Dioxide)
DAC	直接空気回収 (Direct Air Capture)
DKK	デンマーク・クローネ (Danish Krone)
DNV	ノルウェー船級協会 (Det Norske Veritas)
EBN	オランダ国営エネルギー企業 (Energie Beheer Nederland)
EC	欧州委員会 (European Commission)
EEA	欧州環境庁 (European Environment Agency)

略語	正式名称
EIB	欧州投資銀行 (European Investment Bank)
ENI	イタリアの石油・ガス企業 (Eni S.p.A.)
EPC	設計・調達・建設 (Engineering, Procurement and Construction)
ETS	排出量取引制度 (Emissions Trading System)
EU	欧州連合 (European Union)
EU-ETS	EU 排出量取引制度 (EU Emissions Trading System)
EUDP	エネルギー技術開発・実証プログラム (Energy Technology Development and Demonstration Program)
FBE	融着接着エポキシ (Fusion Bonded Epoxy)
FEED	基本設計 (Front-End Engineering Design)
FID	最終投資決定 (Final Investment Decision)
GHG	温室効果ガス (Greenhouse Gas)
ICM	産業カーボンマネジメント (Industrial Carbon Management)
IMO	国際海事機関 (International Maritime Organization)
IRA	米国インフレ削減法 (Inflation Reduction Act)
ISO	国際標準化機構 (International Organization for Standardization)
JRC	欧州委員会共同研究センター (Joint Research Centre)
LCA	ライフサイクル評価 (Life Cycle Assessment)
LCO ₂	液化二酸化炭素 (Liquefied Carbon Dioxide)
LINCCS	OCCS 用 LNG インフラ (LNG Infrastructure for OCCS)
LNG	液化天然ガス (Liquefied Natural Gas)
MEPC	IMO 海洋環境保護委員会 (Marine Environment Protection Committee)
MGO	船舶用ガスオイル (Marine Gas Oil)
MOOI	オランダのモビリティ・物流・海事プログラム (Mobiliteit, Logistiek en Maritiem)
MRR	監視・報告規則 (Monitoring and Reporting Regulation)

略語	正式名称
MRV	監視・報告・検証 (Monitoring, Reporting and Verification)
NECCS	北海エネルギー (North Sea Energy)
NEDO	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NOK	ノルウェー・クローネ (Norwegian Krone)
NPT	非パイプライン輸送 (Non-Pipeline Transport)
NZIA	ネットゼロ産業法 (Net-Zero Industry Act)
OCC	船舶搭載型炭素回収 (Onboard Carbon Capture)
OCES	船上炭素回収・貯留 (Onboard Carbon Capture and Storage)
OPEX	運営支出 (Operational Expenditure)
PCI	共通利益プロジェクト (Project of Common Interest)
PMI	共通利益・相互利益プロジェクト (Project of Mutual Interest)
PPP	官民パートナーシップ (Public-Private Partnership)
PSA	圧力変動吸着 (Pressure Swing Adsorption)
RAB	規制資産ベース (Regulated Asset Base)
SMR	水蒸気メタン改質 (Steam Methane Reforming)
SSAB	スウェーデンの鉄鋼会社 (Svenskt Stål AB)
TCTF	一時的危機・移行枠組み (Temporary Crisis and Transition Framework)
TEN-E	汎欧州エネルギーネットワーク (Trans-European Networks for Energy)
TEN-T	汎欧州輸送ネットワーク (Trans-European Transport Network)
TNO	オランダ応用科学研究機構 (Nederlandse Organisatie voor Toegepast Natuurwetenschappelijk Onderzoek)

付録 B: 主要プロジェクトの CO₂仕様詳細比較表

欧州主要 CCUS プロジェクトの CO₂仕様詳細比較 (2025 年 12 月時点)

項目	Northern Lights (ノルウェー)	Greensand パイロット (デンマーク)	Greensand 商業フェーズ (デンマーク)	Porthos (オランダ)	Aramis (オランダ)	HyNet (英国)
輸送モード	船舶	船舶	船舶	パイプライン	パイプライン	パイプライン
貯留層タイプ	塩水帯水層 (Johansen 層)	枯渇油田 (Nini West)	枯渇油田	枯渇ガス田 (P18-4)	枯渇ガス田 (P18-3)	枯渇ガス田
計画容量	1.5 Mtpa (最終 5-8 Mtpa)	0.4 Mtpa (パイロット)	1.5-8 Mtpa	2.5 Mtpa	5 Mtpa	10 Mtpa (Phase 1: 4 Mtpa)
CO ₂ 純度 (モル%)	≥99.81%	≥99%	≥95%	≥95%	≥95%	≥95.5%
水分 H ₂ O	≤30 ppm	≤50 ppm	≤500 ppm	≤500 ppm	≤500 ppm	≤480 ppm
硫化水素 H ₂ S	≤30 ppm	≤50 ppm	≤200 ppm	≤100 ppm	≤100 ppm	≤200 ppm
窒素+アルゴン N ₂ + Ar	≤1%	≤4%	≤4%	≤4%	≤4%	≤4%
酸素 O ₂	≤40 ppm	≤100 ppm	≤4000 ppm	≤4000 ppm	≤4000 ppm	≤100 ppm
一酸化炭素 CO	≤2000 ppm	—	—	—	—	≤2000 ppm
炭化水素 (CH ₄ 等)	≤4%	≤5%	≤5%	≤5%	≤5%	≤4.5%
水素 H ₂	≤4%	—	—	—	—	≤4%
その他硫黄化合物 (SO ₂ , COS 等)	≤30 ppm	—	—	—	—	≤100 ppm
輸送温度	-28°C	-20 to -28°C	-20 to -28°C	20-45°C	20-45°C	20-45°C
輸送圧力	6-8 bar	6-8 bar	6-8 bar	80-150 bar (超臨界)	80-150 bar (超臨界)	80-150 bar (超臨界)
輸送形態	液化 CO ₂	液化 CO ₂	液化 CO ₂	超臨界 CO ₂	超臨界 CO ₂	超臨界 CO ₂

項目	Northern Lights (ノルウェー)	Greensand パイロット (デンマーク)	Greensand 商業フェーズ (デンマーク)	Porthos (オランダ)	Aramis (オランダ)	HyNet (英国)
排出源数	多数 (オープンアクセス)	2-3 施設 (限定的)	複数施設 (中規模)	4 施設 (限定的)	5 施設 (中規模)	複数施設 (中規模)
主要排出源	欧州各地の 産業施設	Esbjerg 廃棄物焼却施設等	産業施設・発電所	Shell 製油所 ExxonMobil Air Liquide Nouryon	産業施設 (石油化学)	水素製造 産業施設
パイプライン材料	— (船舶輸送)	— (船舶輸送)	— (船舶輸送)	炭素鋼 + 内面エポキシライニング	炭素鋼 + 内面エポキシライニング	炭素鋼 + 内面処理
船舶タンク材料	9% Nickel 鋼	アルミニウム合金 または 9Ni 鋼	アルミニウム合金 または 9Ni 鋼	— (パイプライン)	— (パイプライン)	— (パイプライン)
仕様決定の 主体	貯留事業者 主導	統合事業者 (Ineos)	統合事業者 (INEOS/Wintershall)	ハブ・オペレータ + 貯留事業者	ハブ・オペレータ + 貯留事業者	ハブ・オペレータ + 貯留事業者
厳格性の主な理由	・オープンアクセス ・船舶輸送 ・塩水帯水層 ・国際標準設定	・技術検証 ・パイロット段階 ・慎重なアプローチ	・経済性重視 ・限定的排出源 ・枯渇油田の耐性	・パイプライン ・限定的排出源 ・枯渇ガス田の耐性	・パイプライン ・中規模排出源 ・既存インフラ活用	・パイプライン ・水素統合 ・英国規制要件
排出者側 精製コスト (€/tCO ₂)	30-50	20-35	10-20	10-20	10-20	15-25

注記

- 1. 仕様の二極化:** Northern Lights は船舶輸送を採用し、液化 CO₂の低温・中圧条件下での相分離・固化リスクを最小化するため、極めて厳格な仕様(CO₂純度≥99.81%、H₂O≤30ppm)を要求。一方、パイプライン輸送プロジェクト(Porthos、Aramis、HyNet)は超臨界 CO₂輸送により、相対的に緩和された仕様(CO₂純度≥95-95.5%、H₂O≤480-500ppm)を許容。
- 2. Greensand の段階的アプローチ:** Greensand プロジェクトは船舶輸送を採用しながらも、パイロット段階では厳格な仕様(≥99%)で技術検証を行い、商業段階では経済性を重視して緩和された仕様(≥95%)に移行する戦略を採用。これは排出源が限定的で組成変動が小さく、貯留層が枯渇油田であるため可能。
- 3. 経済的影響:** Northern Lights の厳格な仕様を満たすための排出者側の精製コストは、Porthos の緩和された仕様と比較して約 15-30 ユーロ/tCO₂高い。年間 1 百万トンの排出者にとって、これは年間 1,500 万-3,000 万ユーロの追加投資と運用コストを意味する。
- 4. 材料選定への影響:** 厳格な仕様により、船舶タンクは標準的な 9% Nickel 鋼で対応可能。緩和された仕様のパイプラインでは、炭素鋼に内面エポキシライニングを施す必要があり、建設費の 10-20%増加をもたらす。
- 5. 標準化の課題:** 現在の CO₂仕様の多様性は、プロジェクト間の互換性を制限し、市場の発展を阻害する要因。欧州委員会は 2026 年の CO₂輸送立法イニシアティブにおいて、階層的な標準化(最低基準、輸送モード別推奨基準、プロジェクト固有要件)を検討している。
- 6. データソース:** 本表は、各プロジェクトの技術仕様書、DNV の分析資料、欧州委員会の政策文書、および報告書本文第 2 章・第 3 章の詳細分析に基づいて作成。

出所: Northern Lights、Greensand、Porthos、Aramis、HyNet 技術仕様書、DNV 分析、報告書本文第 2 章・第 3 章を基に作成

付録 C: ロンドン議定書推進国一覧

ロンドン議定書第 6 条改正 (CO₂越境輸送を可能にする改正) の批准・暫定適用状況

(2025 年 12 月現在)

国名	批准日	暫定適用開始日	備考
ノルウェー	2011 年 7 月 1 日	2011 年 7 月 1 日	世界初の批准国。欧州最大の CO ₂ 貯留ポテンシャル(70-140 ギガトン)を有し、Northern Lights プロジェクトを通じて欧州の CO ₂ 貯留ハブとしての地位を確立
イラン	2011 年 7 月 13 日	—	
英国	2011 年 10 月 13 日	2011 年 11 月 7 日	北海に広大な貯留ポテンシャル(78 ギガトン)。複数の大規模 CCUS クラスタ (HyNet、East Coast Cluster など)を開発中
オランダ	2011 年 11 月 7 日	2011 年 11 月 7 日	ロッテルダム港を中心とした大規模産業クラスタ。Porthos、Aramis プロジェクトを推進
エストニア	2011 年 11 月 30 日	—	
フィンランド	2013 年 3 月 22 日	—	
デンマーク	2019 年 7 月 1 日	2019 年 7 月 1 日	北海に大規模貯留ポテンシャル。Greensand プロジェクト(最終 8 Mtpa 予定)を推進
ドイツ	2023 年 4 月 4 日	2023 年 4 月 4 日	2024 年に CO ₂ 貯蔵・輸送法を制定。重工業の脱炭素化に CCS が不可欠。ノルウェーへの大規模輸出を計画
フランス	2023 年 5 月 5 日	2023 年 5 月 5 日	製鉄、セメント、製油などの産業部門で CCS 需要がある
スウェーデン	2023 年 8 月 23 日	2023 年 8 月 23 日	製鉄業の脱炭素化に注力。HYBRIT プロジェクトなどを推進
ベルギー	2023 年 11 月 16 日	2023 年 11 月 16 日	アントワープ港周辺の石油化学産業から大量の CO ₂ 排出。Antwerp@C プロジェクトを推進

国名	批准日	暫定適用開始日	備考
アイルランド	2024年8月22日	—	
スペイン	2024年9月30日	—	
ラトビア	2025年11月25日	—	

注記

- 1. 完全発効の条件:** ロンドン議定書第 6 条改正が完全に発効するためには、締約国(現在 53 カ国)の 3 分の 2 以上、すなわち最低 36 カ国の批准が必要である。2025 年 12 月時点で 14 カ国が批准しており、完全発効には至っていない。
- 2. 暫定適用メカニズム:** 2019 年に承認された暫定適用メカニズムにより、批准国は改正の完全発効前でも、同じく批准した他国との間で CO₂の越境輸送を実施できる。暫定適用を開始するには、批准書の寄託に加えて、IMO 事務局への暫定適用の通知が必要である。
- 3. 主要な未批准国:** イタリア、ギリシャ、ポーランド、ポルトガル、ルーマニア、クロアチア、その他多くの EU 加盟国は 2025 年 12 月時点で第 6 条改正を批准していない。これらの国からの CO₂輸出は現状では法的に困難である。
- 4. 二国間協定:** ロンドン議定書第 6 条改正第 2 項は、CO₂の越境輸送が輸出国と輸入国の間で締結された適切な二国間または多国間協定に従うことを要求している。ノルウェー・ベルギー、ノルウェー・ドイツ、ノルウェー・オランダなどの二国間協定が既に締結されている。
- 5. 将来の見通し:** ロンドン議定書改正の全面発効は 2025-2026 年と予想されている。欧州委員会は加盟国に対して第 6 条改正の批准を積極的に促しており、2026 年の CO₂輸送立法イニシアティブにより、EU 域内での越境輸送がさらに簡素化される見込みである。

出所:IMO、各国政府資料、報告書本文 1.2 節を基に作成

付録 D: 欧州主要 CCUS/CO₂ 輸送プロジェクト一覧

デンマーク、ドイツ、オランダ、ノルウェーが関与する主要プロジェクト

以下の表は、本調査で分析した4カ国(デンマーク、ドイツ、オランダ、ノルウェー)が関与する主要なCCUS/CO₂輸送プロジェクトを示している。各プロジェクトで優先される輸送モードと、プロジェクト・オブ・コモン・インタレスト(PCI)またはプロジェクト・オブ・ミューチュアル・インタレスト(PMI)のステータス(CEF エネルギープログラムからの EU 資金支援の対象資格を規定)を示している。

プロジェクト名	プロジェクト概要	関与国	CO ₂ 輸送モード	PCI/PMI ステータス
CO ₂ TransPorts / Porthos	ロッテルダム、アントワープ、北海港湾地域からの CO ₂ 回収・輸送・貯留のための大規模インフラを確立するプロジェクト	オランダ	パイプライン	PCI
Aramis	ロッテルダム港湾地域の後背地の排出者から CO ₂ を回収し、パイプラインでオランダ大陸棚の貯留サイトに輸送する越境 CO ₂ 輸送・貯留プロジェクト	オランダ	パイプライン	PCI
Bifrost	欧州の産業ハブ(デンマーク、ドイツ、ポーランドの排出者)とデンマーク北海の地下 CO ₂ 貯留を結ぶインフラを開発する越境プロジェクト。産業排出源から CO ₂ を輸送し、洋上に貯留。2030年に操業開始予定	デンマーク ドイツ	船舶・パイプライン	PCI
Delta Rhine Corridor	ドイツのルール地方とオランダのロッテルダム地域の排出者からオランダ沖の洋上貯留サイトにパイプラインで CO ₂ を輸送するプロジェクト	ドイツ オランダ	パイプライン	PCI
EU2NSEA	ベルギー、ドイツ、ノルウェー間で開発される越境 CO ₂ ネットワーク。デンマーク、フランス、ラトヴィア、オランダ、ポーランド、スウェーデンからも CO ₂ を収集し、ノルウェー大陸棚に貯留	ドイツ ノルウェー デンマーク オランダ	パイプライン	PCI
Norne	デンマークに位置する CO ₂ 受入施設。国内外の CO ₂ (デンマーク、スウェーデン、ベルギー、英国の排出者から)を受け入れ、デンマーク地	デンマーク	パイプライン・船舶	PCI

プロジェクト名	プロジェクト概要	関与国	CO ₂ 輸送モード	PCI/PMI ステータス
	下の既存の天然地質貯留構造を利用した貯留施設にパイプラインで輸送			
BaltiCO ₂ Net	デンマーク、ドイツ、ラトビア、ポーランド、スウェーデンの産業排出地点における 17 の CO ₂ 回収イニシアティブを含むプロジェクト。デンマーク陸上での貯留を予定	デンマーク ドイツ	パイプライン・船舶	PCI
Northern Lights / Longship	複数の欧州回収イニシアティブ(ベルギー、ドイツ、フランス、アイルランド、スウェーデンなど)とノルウェー大陸棚の貯留地点を結ぶ大規模CO ₂ 越境接続プロジェクト。船舶で輸送	ノルウェー ドイツ	船舶・パイプライン	PMI
Nautilus CCS	Dartagnan プロジェクト(第 5 次 PCI リストに掲載)の拡張。フランス、ドイツ、ノルウェーからのCO ₂ 排出を回収し、北海周辺の様々な場所に貯留することを目指す	デンマーク ドイツ オランダ ノルウェー	パイプライン・船舶	PMI
Atlas	複数の EU 加盟国の排出者から CO ₂ を船舶で輸送し、ノルウェー洋上の Atlas サイトに貯留するプロジェクト	ノルウェー	船舶	PMI
German Carbon Transport Grid	ドイツ国内に広範な CO ₂ パイプラインネットワークを建設・運営し、北欧の CO ₂ シンクに接続。各国のグリッドとも連結するプロジェクト	ドイツ ノルウェー	パイプライン	PMI
ECO ₂ CEE	ポーランドのグダニスクに LCO ₂ ターミナルを建設し、デンマーク、オランダ、ノルウェー沖の様々な貯留地点に船舶で CO ₂ を輸送するプロジェクト	デンマーク ノルウェー オランダ	船舶	PCI
CO ₂ -Sapling Project	英国の Acorn フルチェーン CCS プロジェクトの輸送インフラ部分。将来的にはオランダとノルウェーとも接続予定	オランダ ノルウェー	パイプライン (船舶の可能性も)	PCI
Greensand	INEOS と他のデンマーク企業が主導するコンソーシアムによる北海の CCS プロジェクト	デンマーク	船舶	—

プロジェクト名	プロジェクト概要	関与国	CO ₂ 輸送モード	PCI/PMI ステータス
L10 CCS	オランダ北海に位置する枯渇ガス田(2021年まで稼働)。総貯留容量は1.2~1.5億トンのCO ₂ で、年間約5百万トンの注入を意味する	オランダ	船舶・パイプライン	—
CO ₂ HE (CO ₂ Highway Europe)	欧州の産業CO ₂ 排出者を北海の貯留サイト(主にSmeaheia貯留層)に接続することを目指すプロジェクト。ゼーブルッヘ(ベルギー)とダンケルク(フランス)の輸出ターミナルを結ぶ1,035kmの洋上パイプラインを計画。将来的にはオランダ等への接続も検討	ノルウェー (将来的に オランダも)	パイプライン	—
Smeaheia	ノルウェー大陸棚を欧州のCO ₂ 貯留の主要地域に発展させるための重要な構成要素。欧州の大規模排出者やノルウェーの低炭素ソリューションプロジェクト(Clean Hydrogen to Europe等)からのCO ₂ を貯留可能	ノルウェー	船舶・パイプライン	—
Trudvang	ノルウェー南西部の陸上ターミナルに船舶で液化CO ₂ を受け入れ、専用パイプライン(海岸から約200km)でノルウェー北海に輸送し、注入・永久貯留するプロジェクト	ノルウェー	船舶・パイプライン	—
Barents Blue	ブルーアンモニア(3,000トン/日)とブルー水素(600トン/日)を大規模に生産するプロジェクト。生成されたCO ₂ は回収され、Polaris帯水層に永久貯留。アンモニアの年間生産量は100万トン、CO ₂ の年間注入量は200万トン	ノルウェー	パイプライン	—
Luna	Wintershallとノルウェーのエネルギー企業EquinorによるCCSバリューチェーン開発のための戦略的パートナーシップの一環として運営されるプロジェクト	ノルウェー	船舶・パイプライン	—
GeZero (Geseko Zero Emissions)	ドイツ・ゲゼケのハイデルベルクセメント工場のためのフルチェーン・フルスケールCCSプロジェクト(排出源から貯留まで)	ドイツ	船舶・パイプライン	—

プロジェクト名	プロジェクト概要	関与国	CO ₂ 輸送モード	PCI/PMI ステータス
EVEREST	石灰プラントを完全に脱炭素化することを目的としたプロジェクト。2つの技術経路を展開：(1) 3基の初の酸素燃焼キルンを建設し炭素回収技術を装備、(2) 既存キルンに炭素回収を後付け	ドイツ	パイプライン	—
MoU for trans-European decarbonisation of the industry	ノルウェーのエネルギー企業 Equinor、ベルギーのグリッド運営者 Fluxys、ドイツの送電システム運営者 OGE 間で署名された覚書。ベルギー経由でドイツの産業排出者をノルウェー北海の永久貯留に接続する越境 CO ₂ 輸送インフラを確立	ドイツ ベルギー ノルウェー	パイプライン・船舶	—

注記

PCI(Project of Common Interest)： 欧州の共通利益プロジェクト。EU 加盟国間でエネルギー市場の統合と供給の安全性を強化するための重要なインフラプロジェクト。CEF (Connecting Europe Facility) エネルギープログラムからの資金支援の対象となる。

PMI(Project of Mutual Interest)： 相互利益プロジェクト。EU 加盟国と非 EU 加盟国(本報告書ではノルウェー)間のエネルギーインフラプロジェクト。PCI と同様に CEF エネルギープログラムからの資金支援の対象となる。

輸送モードの傾向： 本表から、欧州の CO₂輸送インフラは、パイプライン輸送と船舶輸送の両方を組み合わせた複合的なネットワークとして発展していることがわかる。特に、ノルウェーの貯留サイトへの長距離輸送では船舶が重要な役割を果たし、域内の短・中距離輸送ではパイプラインが主流となっている。

ノルウェーの戦略的位置： ノルウェーは北海に世界最大級の CO₂貯留ポテンシャル(70-140 ギガトン)を有しており、多数のプロジェクト(Northern Lights、Atlas、Smeaheia、Trudvang 等)が同国の貯留サイトを利用する計画となっている。これにより、ノルウェーは「欧州の CO₂貯留ハブ」としての地位を確立しつつある。

網羅性について： 本リストは網羅的なものではなく、4 カ国が関与する主要プロジェクトを選定したものである。欧州全体では、これら以外にも多数の CCS プロジェクトが計画・実施されている。

出所：欧州委員会資料、各プロジェクト公式情報、TEN-E 規則に基づく PCI/PMI リストを基に作成

この報告書はポートレースの交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

欧州における CCS 及び船上 CCS の最新動向に関する調査
2025 年度 JSC 追加特別調査

2026 年（令和 8 年）3 月発行

発行 日本船舶輸出組合
〒105-0001 東京都港区虎ノ門 1-15-12
日本ガス協会ビル 3 階
TEL 03-6206-1663 FAX 03-3597-7800

JAPAN SHIP CENTRE (JETRO)
Cheapside House, 138 Cheapside,
London EC2V 6BJ, U. K.

一般財団法人 日本船舶技術研究協会
〒107-0052 東京都港区赤坂 2-10-9
大阪ガス都市開発赤坂ビル
TEL 03-5575-6426 FAX 03-5114-8941

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。

