

目次

第7章 CCSに関する法規制・他プロジェクトの動向調査	7-1
7.1 CCSに関する法規制等の動向調査	7-1
7.1.1 本調査の目的	7-1
7.1.2 CCS規制等のリストアップの追加補充	7-1
7.1.3 貯留に関する各国法規制の詳細調査	7-25
7.2 CCSのアカウンティングに関する調査	7-79
7.2.1 本調査の目的	7-79
7.2.2 各国のCO ₂ 排出量およびCO ₂ 削減量のアカウンティング手法の目的や特徴	7-79
7.2.3 各国のCO ₂ 排出量およびCO ₂ 削減量のアカウンティングにおける CCS/EORの取り扱い	7-82
7.2.4 ナショナルインベントリにおけるCCS/EORによる削減量の報告の方法	7-94
7.2.5 CDPやTCFDにおけるCO ₂ 排出量およびCCS/EORへの言及	7-118
7.2.6 CCS/EOR実施者における、CCS/EORによるCO ₂ 削減量の取り扱い事例	7-119
7.2.7 CCS/EORによるクレジット(CO ₂ クレジット、Taxクレジット)取得 に関する情報	7-127
7.2.8 米国45Q Tax Creditの適用事例や計算事例	7-132
7.2.9 ISO WG4の動向	7-135
7.3 海外におけるCCS事業全般についての調査業務	7-139
7.3.1 本調査の目的	7-139
7.3.2 調査概要	7-139
7.3.3 まとめ	7-141
7.4 CO ₂ 排出源関連設備フィージビリティスタディ	7-142
7.4.1 概要	7-142
7.4.2 前提条件	7-142
7.4.3 主要設備概要	7-143
7.4.4 機器配置の概略	7-144
7.4.5 概略マテリアルバランス	7-147
7.4.6 機器選定	7-150
7.4.7 概略基礎配置	7-165

7.4.8	運搬船着積設備	7-166
7.4.9	法令手続き	7-168
7.4.10	エンジニアリングスケジュール	7-170
7.4.11	運転基本方案	7-171
7.4.12	各体制	7-173
7.4.13	修繕計画	7-173
7.4.14	ユーティリティー関係	7-174
7.4.15	概算コスト	7-175
7.4.16	建設可能業者および市場調査	7-177
7.4.17	今後の課題	7-177

第7章 CCSに関する法規制・他プロジェクトの動向調査

7.1 CCSに関する法規制等の動向調査

7.1.1 本調査の目的

2009年8月に経済産業省が公表した「CCS実証事業の安全な実施にあたって」の「まえがき」では、「実証事業を行う事業者は、関連法規を遵守または準用するとともに、本基準を踏まえて適切な対応を図り、加えて、事業を実施するサイトに応じてより詳細な安全性確保のための体制（組織、内規など）を整備することが期待される」と記載されている。

上記を受け、本調査は、「CCS実証事業の安全な実施にあたって」への適切な対応に資するため、海外のCCS規制および技術基準・ガイドラインなどに関する最新情報を入手・解析することを目的とした。

7.1.2 CCS規制等のリストアップの追加補充

(1) 新たな資料の収集

2018年度までの業務で調査対象とした83件の文献に対し、本調査の対象として加えるべき、CCS規制および技術基準等に係る公表資料を、表7.1-1の観点で、表7.1-2の情報源において調査した。なお、規制に関する文献については、過去の調査と同様にCCSの規制枠組みが早くから整備されている、欧州、北米およびオーストラリアを対象とした。

表 7.1-1 資料収集に当たっての着眼点

① CCSに関する全般的な情報
② CCSに関する「技術基準等」を策定した、または策定中の機関が発する情報
③ CCS実施に関する法制度

表 7.1-2 調査対象とすべき文献を決定するための具体的情報源

分類	具体的な情報源	説明
① CCS 全般	GCCSI (Global CCS Institute) のウェブサイト	GCCSI は CCS に関する国際的機関であり、CCS 関連文献を幅広く取り扱っている。
	IEA (International Energy Agency, 国際エネルギー機関) のウェブサイト	IEA における CCS に関する活動を紹介している。
	IEAGHG (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) のウェブサイト	IEA の下部組織である IEAGHG は、CCS に関する各種技術レポートを発行している。
	“Greenhouse News”	IEAGHG による CCS に関する定期刊行物。
	“CCSA Weekly Newsletter”	英国の CCSA (Carbon Capture & Storage Association) による CCS に関する定期刊行物。
	“Carbon Storage Newsletter”	NETL (National Energy Technology Laboratory, 米国エネルギー省エネルギー技術研究所) による CCS に関する定期刊行物。
② 技術基準等の策定機関	米国 NETL のウェブサイト	NETL は CCS に関する各種ベストプラクティスマニュアルを作成している。
	DNV GL 社のウェブサイト	DNV GL 社は CCS に関する各種ガイドラインを作成している。
	ISO (International Organization for Standardization, 国際標準化機構) のウェブサイト	ISO では CCS 技術に関する規格化を検討している。
③ 各国の関連する法制度	IMO (International Maritime Organization) のウェブサイト	ロンドン条約 96 年議定書関連
	EU (European Union) のウェブサイト	EU-CCS 指令関連
	英国 Department for Business, Energy & Industrial Strategy のウェブサイト	Energy Act および関連制度
	米国 EPA (Environmental Protection Agency) のウェブサイト	UIC (Underground injection control) プログラムおよび関連制度
	オーストラリア Department of Industry, Innovation and Science のウェブサイト	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006 および関連制度

上記の検討の結果、本調査において、新たに調査対象に加えるべきと判断された文献は 2 件であった (表 7.1-3)。

表 7.1-3 本調査において新たに調査対象に加えるべきと判断された文献

No.	国／地域／組織	文献名
1	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Amendment and Power to Modify) (EU Exit) Regulations 2019
2	ISO	ISO 27916 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO ₂ -EOR)

① 新たに収集した文献の概要

本調査において新たに調査対象とした文献(2件)について、概要を以下に示す。

a. The Storage of Carbon Dioxide (Amendment and Power to Modify) (EU Exit) Regulations 2019 (英国)

英国が欧州連合から離脱することにより生じる、欧州連合法の効果的な施行に対する問題やその他の欠陥に対応するために制定された規則であり、環境保全およびCO₂の地中貯留に関連する複数の法令を改正している。また、英国の石油・ガス上流事業規制機関(Oil and Gas Authority)が規制するCO₂貯留サイトに対する技術的要件を変更する権限を、国務大臣に与えている。なお、本規制は英国のEU離脱の前日(1/30)に発効した。

b. ISO 27916 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO₂-EOR) (ISO)

石油およびその他の炭化水素の増進回収のためにCO₂が圧入されるCO₂-EORプロジェクトに関するISO規格である。CO₂-EORは石油生産のために実施されるが、付随的にCO₂が地中貯留されることから、本規格では、CO₂-EORによるCO₂の安全で長期間にわたる貯留のための基準や、貯留されたCO₂の定量化のための手法を示している。なお、既存の油ガス開発のための規格等が適用可能であるため、サイト選定や、環境、安全、衛生に関する要件については言及していない。

② 関連文献のリストアップと分類

以上の調査により、本調査で対象とすべき文献は、2017年度までに実施した業務で調査対象とした83件に、新たに調査対象とした2件を加え85件となった。

過去の調査においては、これらの文献は、その内容により、以下の1)および2)の2種類

に分けられており、本調査においてもその分類を踏襲することとした。

- 1) 「規制」等に関する文献
- 2) 「技術基準・ガイドライン」等に関する文献

1)は、国際条約または各国の国内法等に基づくものであり、事業者に対する拘束力が2)と比べて厳しい。2)は、技術基準等の事業者に対する「指針」あるいは「ガイドライン」に類するものである。

この分類に基づき、調査対象とする文献を再整理し、それぞれの要約を追加した表を、表 7.1-4 および表 7.1-5 として示す。また、表 7.1-4 および表 7.1-5 で用いられる組織名略称一覧を表 7.1-6 に示す。

表 7.1-4 「規制」等に関する文献の要約

No.	国/地域/組織	文 献 名	概 要
1	IMO	The 1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter 1972	<p>ロンドン議定書は、海洋環境保全を目的とした国際条約であり、陸上起源の廃棄物の海洋投棄を原則禁止している。附属書 I に挙げられた例外品目（浚渫土砂等）に限って、環境影響評価の実施を前提に許可を得た上で海洋投棄することが可能である。2006年に改正され、附属書 I に「海底下地層に貯留するCO₂流」が投棄可能な品目として加えられた。本条約では、船舶・プラットフォーム等からの海底下へのCCSは海洋投棄とみなされている。また、2009年には海域でのCCSを目的として他国へCO₂を輸出することを可能とする改正が行われたが、受諾国が締約国の三分の二に達していないため、2020年2月現在未だ発効していない。一方で、2019年には、同改正の発効を望むノルウェーおよびオランダから同改正の暫定的適用を可能とする決議が提案され、採択された。これにより、決議の適用を宣言した国でのCO₂の輸出が可能となった。まだ適用した国は存在しない（後述）。</p>

No.	国/地域/組織	文献名	概要
2	IMO	Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-seabed Geological Formations	ロンドン議定書の附属書Iに挙げられている海洋投棄を検討することができる各品目に関する評価ガイドラインの一つであり、CO ₂ の海底下廃棄について解説している。海洋投棄するCO ₂ の性状や、地層の特性、漏出した場合の潜在的な影響に関する評価等を実施することを求めている。
3	OSPAR	Convention for the Protection of the Marine Environment of the North East Atlantic, 1992	OSPAR条約は、北東大西洋の海洋環境保護に関する地域間条約であり、海洋投棄に関しては、ロンドン議定書と同等の規制内容を有する。2007年に改正され、ロンドン議定書と同様に海底下の地層へのCO ₂ 貯留に関する規定が加えられた。
4	OSPAR	OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of Storage of CO ₂ Streams in Geological Formations	OSPAR条約を補完するガイドラインであり、海底下の地層へのCO ₂ 貯留を支援するため、貯留サイトの評価や海洋環境へのリスク評価、必要な情報およびリスクを最小化するための方策等に関する規定を示している。
5	EU	Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the council of 23 April 2009	EU-CCS指令（以下、「CCS指令」と称する。）は、EUにおける温室効果ガス排出量削減のためのEU Climate Change Packageの一環として、2009年に施行された。本指令では、EU加盟国におけるCCSを実施するための法整備において必要な枠組みを示しており、貯留サイトの選定と探査、貯留サイトに対する申請・許可、貯留サイトの運用、施設閉鎖後の義務等を規定している。
6	EU	Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide-Guidance Document1-CO ₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework	CCS指令の実施において、EU内における一貫性を担保するために、欧州委員会が発行した四つのガイドラインうちの一つである。CO ₂ 貯留のライフサイクルの各段階におけるリスク管理の枠組みについて示している。

No.	国/地域/組織	文献名	概要
7	EU	Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide-Guidance Document2-Characterisation of the Storage Complex, CO ₂ Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures	CCS指令の実施においてEU内における一貫性を担保するために、欧州委員会が発行した四つのガイドラインのうちの一つである。貯留コンプレックスの特徴把握、CO ₂ 流の組成、モニタリングと是正措置について示している。
8	EU	Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide-Guidance Document3-Criteria for Transfer of Responsibility to the Competent Authority	CCS指令の実施においてEU内における一貫性を担保するために、欧州委員会が発行した四つのガイドラインのうちの一つである。管轄当局への責任移転の基準について示している。
9	EU	Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide-Guidance Document4-Article 19 Financial Security and Article 21 Financial Mechanism	CCS指令の実施においてEU内における一貫性を担保するために、欧州委員会が発行した四つのガイドラインのうちの一つである。財政的保証と資金メカニズムについて示している。
10	UK	Energy Act 2008	英国の石油・ガスや原子力等のエネルギーに関する法律である。ガスの輸入および貯留に関して規定しており、海底下CCSの許認可制度ならびに石油増進回収（EOR：Enhanced oil recovery）の取扱い等について規定している。
11	UK	Energy Act 2010	英国の石油・ガスや原子力等のエネルギーに関する法律であり、CCSに関しては、英国内における四つのCCS実証試験に対する資金援助を行うにあたり、資金確保を目的として石炭火力発電所に対する課徴金の仕組みについて規定している。
12	UK	Energy Act 2011	英国の石油・ガスや原子力等のエネルギーに関する法律であり、CCSに関しては、CO ₂ を輸送するパイプラインの敷設に伴う土地の所有権取得や、管轄機関からの権利付与について規定している。

No.	国/地域/組織	文献名	概要
13	UK	Energy Act 2013	英国の石油・ガスや原子力等のエネルギーに関する法律であり、CCSに関しては、脱炭素化の目標範囲とそれに関わる義務の設定、低炭素での発電促進またはエネルギー供給セキュリティ確保のための電力市場の改革に関する内容を規定している。
14	UK	Energy Act 2016	英国の石油・ガスや原子力等のエネルギーに関する法律であり、CCSに関しては、英国政府の石油・天然ガス規制機関（OGA：Oil and Gas Authority）およびその役割に関する規定をはじめ、沖合設備や海底パイプライン、上流部門の石油施設の廃止に関する規定、油ガス、CO ₂ およびパイプラインに関連する活動の諸費用について規定している。
15	UK	The Energy Act 2008 (Consequential Modifications) (Offshore Environmental Protection) Order 2010	Energy Act 2008の適用を受けて、必要となった複数のRegulationに対する改正を定めた規則である。探査および貯留のライセンス制度が導入されたことに合わせて、海洋環境保護に関する規定等を修正している。
16	UK	The Energy Act 2008 (Storage of Carbon Dioxide) (Scotland) Regulations 2011	Energy Act 2008にて規定されている海底下における無許可の探査およびCO ₂ の地中貯留の禁止について、同様の内容をスコットランドの陸上および内水（0-12海里）への適用することを定めた規則である。
17	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) Regulations 2010	CCSの許可の付与、事業者の義務、サイト閉鎖、閉鎖後の管理期間、財務上の責任について定めた規則である。ただし、スコットランドとその領海における許可についてはその対象ではない。
18	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) (Scotland) Regulations 2011	スコットランドにおけるCCSについて、特に許可申請、許可の内容、修正・取消、閉鎖後の計画等について定めた規則である。

No.	国/地域/組織	文献名	概要
19	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) (Scotland) Amendment Regulations 2011	The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) Regulations 2010を改正したものであり、スコットランドにおける貯留サイトの検査に関する内容を追加している。
20	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Access to Infrastructure) Regulations 2011	CCS指令の第21条(第三者の貯留サイトへのアクセスと輸送ネットワーク)を英国内に導入するための規則である。要件を満たさない場合の罰則についても規定している。
21	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Inspections etc.) Regulations 2012	稼動期間中は年に1回、閉鎖後は5年に1回行う貯留サイトの検査の詳細について定めた規則である。
22	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Amendment of the Energy Act 2008 etc.) Regulations 2011	CCS指令の関連法であるThe Energy Act 2008等の法律の適用範囲が領海およびガス輸入・貯留のための指定地域のみであったのを、近隣の内水を含むイングランド、ウェールズ、および北アイルランドのすべての地域まで広げることを定めた規則である。
23	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Termination of Licences) Regulations 2011	CCS指令の第18条(責任移転)および20条(管轄組織に対する財政保証)について定めた規則である。
24	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Amendment and Power to Modify) (EU Exit) Regulations 2019	英国が欧州連合から離脱することにより生じる、欧州連合法の効果的な施行に対する問題やその他の欠陥に対応するために制定された規則である。環境保全およびCO ₂ の地中貯留に関連する複数の法令を改正している。また、英国のOGAが規制するCO ₂ 貯留サイトに対する技術的要件を変更する権限を、国務大臣に与えている。なお、本規制は英国のEU離脱の前日に発効することとなっている。

No.	国/地域/組織	文献名	概要
25	US	Federal Requirements Under the Underground Injection Control (UIC) program for Carbon Dioxide (CO ₂) Geologic Sequestration (GS) Wells: Final Rule	米国のUICプログラムは、飲料水安全法 (Safe Drinking Water Act) の下で、安全な飲料水を確保することを目的とした法律である。流体の地層貯留にかかる圧入井の建設、稼動、許可および閉鎖について規定する政府主導のプログラムであり、実質的な運用は各州政府により行われている。CO ₂ を貯留するための坑井は、6等級坑井として規制されている。
26	US	Class V Experimental Technology Well Classification for Pilot Geologic Sequestration Projects	UICプログラムにおける5等級坑井（試験的なプロジェクトの坑井）として実施することが可能であるCCSのパイロットプロジェクトに関するガイダンスである。なお、以下のUICプログラムのガイダンスはいずれも法的拘束力を有するものではない。
27	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Construction Guidance	UICプログラムにおける6等級坑井（CO ₂ を貯留するための坑井）の要件を満たすために、適切な坑井の建設および稼動に関する技術的なガイダンスである。
28	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Financial Responsibility Guidance	UICプログラムにおける6等級坑井の財務責任の要件を満たすために、推奨される金融メカニズムに関するガイダンスである。
29	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Project Plan Development Guidance	事業者が許可申請時に提出しなければならない五つの計画（レビュー区域および異常時の措置、試験およびモニタリング、坑井閉鎖、閉鎖後のサイト管理、サイト閉鎖）に関するガイダンスである。
30	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Testing and Monitoring Guidance	UICプログラムにおける6等級坑井に対して要求される機械的健全性を保つために必要な試験や、モニタリングに関するガイダンスである。UICプログラムにおいて要求される方法以外にも、有用と考えられる試験や、複数のプロジェクトで採用されたモニタリング手法についても紹介している。

No.	国/地域/組織	文献名	概要
31	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Site Characterization Guidance	UICプログラムにおける6等級坑井の許可申請時に、所有者または事業者に課せられる貯留サイトの特性把握における要件や方法等に関するガイダンスである。
32	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Area of Review Evaluation and Corrective Action Guidance	UICプログラムにおける6等級坑井は、レビュー区域(CO ₂ の圧入により危険にさらされる可能性のある区域)を設定し、一定期間ごとにそのレビュー区域の再評価が求められている。レビュー区域の設定や評価の方法、是正措置に関するガイダンスである。
33	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Primacy Manual for State Directors	UICプログラムにおける6等級坑井のプライマシー(一次施行責任)を米国環境保護庁に申請する際の要件に関するガイダンスである。
34	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Recordkeeping, Reporting, and Data Management Guidance for Owners and Operators	6等級坑井の所有者または事業者が操業中に提供すべき特定の情報について説明し、許可の際に求められる情報の種類やフォーマットに関するガイダンスである。
35	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Plugging, Post-Injection Site Care, and Site Closure Guidance	CO ₂ 圧入停止後の地下飲料水源に対する影響が生じるリスクを低減するために、UICプログラムにおいて貯留サイトの所有者または事業者に対して求めている圧入井の適切な封鎖、危険が生じないことが立証できるまでのモニタリングおよび貯留サイト閉鎖に関する要件に関するガイダンスである。
36	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Implementation Manual for UIC Program Directors	UICプログラムにおける6等級坑井のプロジェクトの許可前、建設開始前、操業開始前、圧入中、圧入終了後のそれぞれの段階において検討すべき事項に関するガイダンスである。推奨事項は、プロジェクトの情報を評価するための基本的な手順であるが、貯留サイトに応じて規制に柔軟性を持たせる必要があることを指摘している。

No.	国/地域/組織	文献名	概要
37	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006	オーストラリアの沖合の石油開発事業に係る法律である Offshore Petroleum Act を改正し、 CCS 事業に係る規制をその内容に含めた法律である。連邦政府は沖合約5kmから大陸棚の端までの海域を管轄しているため、その区域内における CCS が対象となる。
38	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Environment) Regulations 2009	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act (OPGGS法) の下で定められた規則であり、沖合の石油および温室効果ガスに関する活動による環境影響の管理について定めている。環境へのリスクを最小限に抑えるため、 CCS を含む活動の環境管理計画を策定・実施することが求められている。
39	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Safety) Regulations 2009	OPGGS法 の下で定められた規則であり、沖合での石油関連の活動時における安全規定に加え、温室効果ガスの地層貯留に関する安全規定を定めている。
40	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Resource Management and Administration) Regulations 2011	OPGGS法 の下で定められた規則であり、沖合での石油生産および温室効果ガス貯留に関する活動が、油田におけるベストプラクティスに則った形で行われるために、操業管理計画に関する規定や、情報管理および公開の要件を定めている。
41	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Greenhouse Gas Injection and Storage) Regulations 2011	OPGGS法 の下で定められた規則であり、沖合での温室効果ガスの圧入および貯留を承認するため、貯留サイトの利用計画や事故時の報告等の要件について定めている。
42	AU	Guidelines for Injection and Storage of Greenhouse Gas Substances in Offshore Areas	沖合での CCS を実施する事業者が、 OPGGS法 に基づく許可申請時に、必要な手続きや考慮すべき要件について解説したガイドラインである。

表 7.1-5 「技術基準・ガイドライン」等に関する文献の要約

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
1	CSA	CSA Z741-12 Geological Storage of Carbon Dioxide	カナダの標準化機関である Canadian Standards Association (CSA) によって作成されたCCSに関する技術規格である。環境への影響を最小限にし、地層中へ永続的なCO ₂ の貯留を達成することを目的としている。貯留サイトごとに検討が必要な項目も存在するが、CCSを行う上で基本的に必要な設計、建設、実施、管理、閉鎖等についての技術基準を示している。
2	SACS	Best Practice for the Storage of CO ₂ in Saline Aquifers	EUからの資金提供で実施された研究プロジェクトである Saline Aquifer CO ₂ Storage (SACS) によって作成されたベストプラクティスマニュアルである。深部塩水層における貯留を対象としており、貯留容量評価から、CO ₂ の移動予測モデル、プロジェクトのコスト見積、輸送上の要件、モニタリング手法、リスク評価手法等を示している。
3	NETL	BEST PRACTICES: Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition	米国の国立研究所である National Energy Technology Laboratory (NETL) によって作成されたベストプラクティスマニュアルの一つであり、2017年に改訂されている。貯留サイトのスクリーニング、サイト選定、貯留サイトの特性評価のそれぞれの段階において、利用できる既存のデータや、得るべきデータ、有効な評価手法等に関して、米国の研究プロジェクトである Regional Carbon Sequestration Partnerships (RCSPs) を通じて得られた事例や教訓を示している。
4	NETL	Best Practices for Geologic Storage Formation Classification: Understanding Its Importance and Impacts on CCS Opportunities in the United States	米国のNETLによって作成されたベストプラクティスマニュアルの一つである。CCSの対象となる11種類の地層について分析している。現在の地層の性質と将来的に貯留が実施された際のCO ₂ の動向を含めた様々な検討を行い、将来的に商業化する上で必要な場所や地質情報を示している。
5	NETL	BEST PRACTICES: Monitoring, Verification, and Accounting (MVA)	米国の NETL によって作成されたベストプラクティスマニュアルの一つであり、2017年に改訂されている。CCS

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
		for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition	プロジェクトにおけるモニタリング計画の必要性およびその要件に関して、幅広く解説している。大気、地表面付近および地下のモニタリングだけでなく、シミュレーション技術、地盤力学的技術、地殻・地表技術を網羅している。また圧入前、圧入中および圧入後の各フェーズにおけるモニタリングや法的要求事項も言及している。
6	NETL	BEST PRACTICES: Public Outreach and Education for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition	米国の NETL によって作成されたベストプラクティスマニュアルの一つであり、2017年に改訂されている。地域社会との関係について、数多くのプロジェクトから得られた知見を活用して、サイト選定の段階から開始される社会的受容性を高めるための方法について論じている。具体的には、ステークホルダーの特定、情報収集手法（社会的特徴付け等）、計画や戦略の強化、重要なメッセージを明確化したうえで、地域住民に適合させる方法等である。
7	NETL	BEST PRACTICES: Operations for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition	米国の NETL によって作成されたベストプラクティスマニュアルの一つであり、2017年に改訂されている。CCS プロジェクトのオペレーションに関して、過去の CCS プロジェクトや石油開発関連等で得られた知見を集約している。地質調査、圧入、モニタリング、EOR 等の様々な用途で掘削される坑井における、計画、許可、設計、掘削、実施、閉鎖の各段階のガイダンスを提供している。
8	NETL	BEST PRACTICES: Risk Management and Simulation for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition	米国の NETL によって作成されたベストプラクティスマニュアルの一つであり、2017年に改訂されている。リスク分析と CCS におけるシミュレーションに関する方法を解説している。リスク分析とシミュレーションは、CCS 全般に適用するものであるが、特にCO ₂ の貯留層内からの意図しない移動のリスクに着目している。
9	WRI	Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage	World Research Institute (WRI) によって作成されたガイドラインであり、CCS のすべてのプロセス（回収、輸送、貯留）を対象に、設計、稼働、廃

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
			止に至るまでの技術的な解説をしている。CCSプロジェクトにおいて採用すべき技術の紹介ではなく、プロジェクトに応じた設計や稼働が必要であり、そのための情報を提供している。
10	WRI	Guidelines for Community Engagement in Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage Projects	WRIによって作成されたガイドラインであり、CCSにおける市民の関与に関する手順を広く検討している。市民関与の重要性や異なるステークホルダーの必要性の理解、CCSプロジェクト全期間を通しての具体的な事例、市民のCCSに対する懸念への対応例等が含まれている。また、世界各地のプロジェクト事例を紹介している。
11	DNV	Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO ₂	第三者認証機関であるDNV社(2009年当時。2020年現在は合併によりDNV GL社。)によって作成されたガイドラインであり、CO ₂ 貯留サイトの選定における段階的な手順を示している。貯留可能性調査の前段階から、データ取得、貯留量評価、モデリングおよびシミュレーション、リスクアセスメントとそれらに関連する法規制等、検討が必要な事項について各段階におけるベストプラクティスを解説している。
12	DNV	Guideline for the risk management of existing wells at CO ₂ geological storage sites	DNV社(2011年当時)によって作成されたガイドラインであり、坑井の強度評価およびリスクに基づいて、既存の坑井の評価の手順を示している。本ガイドラインは独自の確認ツールを提案しており、これにより、リスクを有する貯留サイトの選定や管理について、規制機関やステークホルダーに対して信頼性の高い根拠を示すことができるとしている。
13	DNV GL	RECOMMENDED PRACTICE Design and operation of carbon dioxide pipelines	DNV GL社によって作成された推奨慣行(Recommended Practice)であり、CCSを行う際の主要な輸送手段であるパイプラインの設計と運用に関する基準を示している。一般的にパイプラインのリスクは高くないが、大規模のパイプライン敷設にあたっては、これまで多くの知見が蓄積されている天然ガスやCO ₂ -EOR用のCO ₂ 輸送と異なる特徴を有するため、リスク管理の必要があるとしている。

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
14	DNV GL	RECOMMENDED PRACTICE Qualification procedures for carbon dioxide capture technology	DNV GL社によって作成された推奨慣行であり、CCSにおけるCO ₂ の回収に着目し、その技術の適格性を判断する基準を示している。特に化石燃料を使用した発電所に併設するCO ₂ 回収施設を対象としており、技術開発者以外に、新技術を商業規模に拡大する企業や、回収技術を使用する企業も対象としている。
15	DNV	Qualification Management for Geological Storage of CO ₂ , amended July 2013	DNV社(2012年当時)によって作成された文書であり、DNV社の提供するサービスのうち、特にCCSプロジェクトにおける貯留サイトの選定、必要条件および管理について解説している。CCSプロジェクトの実施者等に対して、DNV社が関与する部分のガイダンスを提供している。
16	DNV GL	RECOMMENDED PRACTICE Geological storage of carbon dioxide	DNV GL社によって作成された推奨慣行(Recommended Practice)であり、圧入されたCO ₂ 流を安全かつ長期に渡って貯留するための貯留サイトおよびプロジェクト適性の評価、検証に必要な手続と性能基準を提供している。主に事業者や規制機関、独立した検証機関、投資家等を対象としている。
17	DNV	CO ₂ RISKMAN	DNV社(2013年当時)によって作成されたガイダンスであり、CCSの実施およびCO ₂ 流を扱うにあたっての危険性およびリスク管理について、支援することを目的としている。四つのパートで構成されており、全体の概要から、CCSおよびCO ₂ の危険性に関する一般論、CCSの各プロセスにおける危険性およびリスク管理について解説している。
18	DNV GL	SERVICE SPECIFICATION Certification of sites and projects for geological storage of carbon dioxide	DNV GL社によって作成された技術規格であり、CO ₂ 地中貯留のためのISO規格である「ISO 27914 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Geological storage」に、プロジェクトが準拠しているという認証を取得するための手続きの要件を示している。CO ₂ 貯留サイトおよびプロジェクトのライフサイクルの主な段階における認証の枠組みを提供している。

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
19	CO ₂ Capture Project	A Technical Basis for Carbon Dioxide Storage	石油ガス開発企業によるパートナーシップであるCO ₂ Capture Projectによって作成されたガイダンスであり、石油および天然ガス産業におけるCO ₂ 圧入に関する知見を紹介している。サイト選定、操業、サイト閉鎖、モニタリングについて全般的に記されており、特に坑井掘削や仕上げに関して詳細に解説している。
20	CO ₂ Capture Project	Update on Selected Regulation Issues for CO ₂ Capture and Geological Storage	CO ₂ Capture Projectによって作成された報告書であり、CCSに関する法規制を解説している。分離回収準備から、許認可、不純物、貯留層の所有権、債務、M&Vの要件といった観点でレビューしており、それぞれのテーマについての問題点と各国における対応をまとめている。
21	CO ₂ Capture Project	Regulatory challenges and key lessons learned from real world development of ccs projects	CO ₂ Capture Projectによって作成された報告書であり、世界のCCSに関する法規制の変化および問題について20. 「Update on Selected Regulation Issues for CO ₂ Capture and Geological Storage」の情報を更新している。オーストラリア、カナダ、欧州、米国におけるCCS事例8件を調査し、プロジェクトの承認、規制上の課題と解決方法、他プロジェクトへの適用に関わる事項をまとめている。
22	CO ₂ Capture Project	Best Practice in Transitioning from CO ₂ EOR to CO ₂ Storage: Report for CCP4 Policies and Incentives Working Group	CO ₂ Capture Projectによって作成されたベストプラクティスマニュアルであり、CO ₂ -EORからCCSへ転換する上での課題の検討と、関連する法規制調査および障害の分析を行っている。また、CO ₂ -EORプロジェクトのCCSプロジェクトへの転換において、規制当局および政策立案者等が注意すべき観点を示している。
23	GEOSE Q	Geological Carbon Dioxide Sequestration Site Evaluation to Implementation	国際的な研究プロジェクトであるGEOSEQプロジェクトによって作成された報告書であり、増進回収法や貯留容量評価、モニタリング等に関する研究結果を解説している。EORやEGR、不純物を含むCO ₂ 流の取扱い等、他では対象としていないテーマを取り上げている。また、モニタリングと検証については、世界各地における実例

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
			を含む詳細な技術情報を解説している。
24	CO ₂ NET 2	Work Package 7 Best Practice Review	EUの研究プロジェクトであるCO ₂ NET2によって作成されたベストプラクティスマニュアルであり、CCSプロジェクトの設計段階からサイト閉鎖まで、回収から貯留までといったように、全般的な内容を網羅している。
25	CO ₂ CAR E	Best Practice Guidelines	EUの研究プロジェクトであるCO ₂ CAREによって作成されたガイドラインであり、貯留サイトの安全かつ確実な閉鎖のために最良と考えられる手順および手法を提供している。閉鎖後の責任移転に関するCCS指令の要求事項を念頭に、リスク管理、坑井閉鎖、および閉鎖後の貯留層管理に関する手法を示している。
26	CO ₂ CAR E	Plan for risk management supporting site abandonment	CO ₂ CAREによって作成された報告書であり、EU-CCS指令およびOSPAR条約を補完するガイドラインにおける要件を満たすための、運用終了後のリスク管理計画を検討している。貯留サイトの事業者から管轄機関への移管、閉鎖に関わるリスク管理手順を確立するために17の目標(マイルストーン)を設け、オランダのK12-BサイトのCO ₂ 圧入計画に適用して評価している。
27	CO ₂ CAR E	Criteria for decision making in site abandonment	CO ₂ CAREによって作成された報告書であり、CO ₂ 貯留サイトの閉鎖後の事業者から規制機関への責任の移転のための要件を分析している。EU-CCS指令では、モデルによる予測とモニタリングデータの一致や漏洩および漏出の無いことといった要件を貯留サイトが満たしていることを示す必要があり、当該要件の適合を示すための運用レベルでの基準を示している。また、オランダのK12-Bサイトについて、基準の定義および適用事例を示している。
28	RISCS	A guide to potential impacts of leakage from CO ₂ storage	EUの研究プロジェクトであるRISCS (Research into Impacts and Safety in CO ₂ Storage) によって作成されたガイダンスであり、CO ₂ 漏出による潜在的な影響を評価している。実際のCCSプロジェクトおよび実験によっ

No.	国/地域/組織	文献名	概要
			て、地表や海底面近くの生態系や地下飲料水に対してCO ₂ 漏出がもたらす可能性のある影響の評価を実施し、その成果をまとめている。
29	IEA	CCS Model Regulatory Framework	国際エネルギー機関 (International Energy Agency: IEA) によって作成された報告書であり、CCSプロジェクトの拡大に伴い生じる問題に対して、適切な法的枠組みの整備について検討している。各国の規制機関に向けて、回収から貯留に至るまでのCCSの規制における重要な問題点を挙げている。
30	IEAGHG	Quantification Techniques for CO ₂ Leakage	IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG) によって作成された報告書であり、圧入したCO ₂ の漏洩・漏出を定量化するための手法をまとめている。陸上および海洋におけるCCSのモニタリング手法について検討しており、地層中から漏洩・漏出した場合の検出方法、その定量化、モニタリングの仕様、その精度等について検討している。
31	IEAGHG	The Process of Developing a CO ₂ Test Injection Experience to Date and Best Practice	IEAGHGによって作成されたベストプラクティスマニュアルであり、CO ₂ の試験的圧入を初めて実施する国が参考とするため、小規模プロジェクト45件および大規模プロジェクト43件のCO ₂ -EORを含むCO ₂ 圧入プロジェクトにおける事例や教訓がまとめられている。
32	IEAGHG	CO ₂ Pipeline Infrastructure Reference Manual	IEAGHGによって作成されたマニュアルであり、既存のCO ₂ パイプラインに関する情報、特にCO ₂ パイプラインと天然ガス等他のパイプラインとの類似点および相違点について検討し、CO ₂ パイプラインプロジェクトの事業者や規制機関等が利用できるように、得られた結果と教訓がまとめられている。
33	SCCS	CO ₂ AQUIFER STORAGE SITE EVALUATION AND MONITORING	英国で実施されたCASSEM (CO ₂ Aquifer Storage Site Evaluation and Monitoring) プロジェクトの成果をまとめた報告書である。同プロジェクトでは、英国内石炭火力発電所2ヶ所について、近傍の深部塩水層の貯留サイトとしての可能性を評価している。プロ

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
			ジェクトの特徴として、電力事業者と研究者から成る学際的チームによる活動が行われていることや、CO ₂ 回収から貯留までの費用モデルの開発、CCSの認識の評価について住民との討論会を開催している点が挙げられる。
34	Energy Institute	Hazard analysis for offshore carbon capture platforms and offshore pipelines	英国の専門機関である Energy institute によって作成された報告書であり、沖合のCO ₂ パイプラインおよびプラットフォームにおける健康・安全に関するハザード分析や、パイプラインおよび沖合施設の設計、運用に関して検討している
35	ECO ₂	Best Practice Guidance for Environmental Risk Assessment for offshore CO ₂ geological storage	EUの研究プロジェクトであるECO ₂ プロジェクトによって作成されたガイダンスであり、CO ₂ の海底下貯留のリスク評価および環境面でのガイダンスの提供等を目的としている。環境影響とその確率、ECO ₂ プロジェクトの主要な成果と貯留サイト選定、モニタリング実施のための提言等を提供している。
36	ISO	ISO/TR 27912 Carbon dioxide capture – Carbon dioxide capture systems, technologies and processes	ISO (International Organization for Standardization)のCCSに関する専門委員会 (ISO/TC265) が発行したCO ₂ 回収に関する技術報告書である。CO ₂ 回収システムの明確化に必要な原則および情報を示し、CO ₂ 回収に関する一連の規格の開発に必要な技術的知見をまとめている。CCSにおけるCO ₂ 回収に関するISO規格の作成に活用することを目的としている。
37	ISO	ISO 27913 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems	ISO/TC265が発行した初の国際規格である。パイプラインによるCO ₂ の輸送を対象としており、既存のパイプラインの規格では規定されていない回収サイトから貯留サイトや利用施設までのCO ₂ 流の輸送における要件や勧告を示している。陸域および海域にパイプラインを新設する場合に加え、既存のパイプラインをCO ₂ パイプラインに転用する場合を対象としている。
38	ISO	ISO/TR 27915 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage –	ISO/TC265が発行したCO ₂ の定量化および検証に関する技術報告書である。文献調査を通じて、プロジェクト単位

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
		Quantification and verification	での温室効果ガスの排出と削減の定量化および検証のための有効な事例における課題とその対応策を示している。CCSのすべての工程（回収、輸送、貯留）を対象としており、プロジェクトの評価、建設、操業から閉鎖までの温室効果ガス排出量の推定のためのライフサイクルアセスメントも含んでいる。
39	ISO	ISO 27914 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Geological storage	ISO/TC265が発行したCO ₂ 貯留に関する国際規格である。陸上および沖合の貯留層にCO ₂ を安全かつ効率的に貯留するためにCCSプロジェクトのライフサイクルの各段階（サイト選定、サイト特性評価、設備の設計と開発、操業および閉鎖）における要件や勧告をまとめている。また、管理システム、コミュニティおよびその他のステークホルダーに対するリスク評価・管理およびリスクコミュニケーションの開発も対象としている。
40	ISO	ISO 27917 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Vocabulary – Cross cutting terms	ISO/TC265が発行したCO ₂ -EORを含むCCSの分野における分野横断的な用語に関する国際規格である。例としては、CO ₂ に関連する用語の定義や、CO ₂ の回収・輸送・貯留に関連する用語の定義、各工程のモニタリングおよび性能測定に関連する用語の定義等を提供している。
41	ISO	ISO/TR 27918 Lifecycle risk management for integrated CCS projects	ISO/TC265が発行したCCSプロジェクトにおける全体のリスクマネジメントのための将来の基準制定に向けた基礎情報となる技術報告書である。CCSの各プロセス（回収・輸送・貯留）に関してはそれぞれのISO規格で定められているが、本技術報告書はCCSプロジェクト全体におけるライフサイクルのリスクマネジメントを対象としている。特に、CCSプロジェクト全体に影響するリスクや、プロジェクトの様々な段階に影響する回収、輸送、貯留を横断するリスクに焦点を当てている。
42	ISO	ISO 27919-1 Carbon dioxide capture -- Part 1: Performance evaluation methods for post-	ISO/TC265が発行した火力発電所からのCO ₂ の燃焼後回収に関する国際規格である。燃焼後回収プラントの主な性能指標（エネルギー消費量、CO ₂ 排出

No.	国/地域/ 組織	文 献 名	概 要
		combustion CO2 capture integrated with a power plant	削減量等)を計算するための一般的な方法論を示している。石炭、石油、天然ガス、バイオマスの火力発電所における、アミン水溶液や炭酸カリウム溶液等を用いた化学吸収法を対象とし、膜分離等の他のCO ₂ 回収方法は対象としていない。
43	ISO	ISO/FDIS 27916 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO ₂ -EOR)	ISO/TC265が発行したCO ₂ -EORプロジェクトに関する国際規格である。CO ₂ -EORは石油生産のために実施されることから、付随的にCO ₂ が地中貯留されることから、本規格では、CO ₂ -EORによるCO ₂ の安全で長期間にわたる貯留のための基準や、貯留されたCO ₂ の定量化のための手法を示している。なお、既存の油ガス開発のための規格等が適用可能であるため、サイト選定や、環境、安全、衛生に関する要件は対象としていない。

表 7.1-6 文献リスト中の組織名の略称一覧

CO ₂ NET2	Carbon dioxide thematic network 2002-2005
CO ₂ CARE	CO ₂ Site Closure Assessment Research
CSA	Canadian Standards Association
IEA	International Energy Agency
IEAGHG	IEA Greenhouse Gas R&D Programme
IMO	International Maritime Organization
ISO	International Organization for Standardization
OSPAR	Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
NETL	National Energy Technology Laboratory
RISCS	Research into Impacts and Safety in CO ₂ Storage
SACS	Saline Aquifer CO ₂ Storage Project
SCCS	Scottish Carbon Capture & Storage
WRI	World Resources Institute

表 7.1-4 の No.1 のロンドン議定書の概要において言及した CO₂ の輸出について、以下に解説する。ロンドン議定書では、CO₂ は投棄を検討できる廃棄物として扱われている。また、同議定書第 6 条において廃棄物の輸出は禁止されている。

CO₂ についてのみ輸出を可能とするため、2009 年に第 6 条は改正されたが、2020 年 2 月現在、同改正の発効に必要な締約国の三分の二の受諾を得られていないため、同改正は未だ発効していない(表 7.1-7)。

しかし、2019 年 10 月に開催された第 41 回ロンドン条約および第 14 回ロンドン議定書締約国会合において、CO₂ の輸出を進めたいと考えているオランダおよびノルウェーから、ロンドン議定書第 6 条の改正の暫定的適用が提案され、同会合にてそれを認める決議(Resolution LP.5(14)) が採択された。

同決議は条約法に関するウィーン条約第 25 条(暫定的適用)(表 7.1-8)に基づいており、締約国が合意した場合、改正が発効するまでの暫定的な措置として、第 6 条改正を適用することが可能となった。暫定的適用を望む締約国は、その意思に関する宣言を IMO に寄託した上で、輸出国間の合意または協定を IMO に通告する必要がある。

表 7.1-7 ロンドン議定書 第 6 条(廃棄物その他の物の輸出)

- | |
|--|
| <p>1 締約国は、投棄又は海洋における焼却のために廃棄物その他の物を他の国に輸出することを許可してはならない。</p> <p>(以下、2009 年改正部分)</p> <p>2 1 項に関わらず、関係国間に合意または協定が締結された場合には、附属書 1 に従った処分の為の二酸化炭素を含むガスの輸出を行うことは可能である。</p> <p>そのような合意または協定は、以下を含む。</p> <p>2.1 輸出国と受領国との間での許可責任の確認とその配分に関する規定であって、本議定書およびその他の適用可能な国際法に合致するもの、ならびに</p> <p>2.2 非締約国への輸出の場合には、当該規定または取り決めが海洋環境を保護し保存するという本議定書の下での締約国の義務を害しないことを確保するための規定であって、附属書 2 の規定に合致するための許可発給及び許可条件に関わる規定を含み、本議定書に定められている規定と少なくとも同等のもの。</p> <p>そのような合意または協定を締結した締約国は、国際海事機関に対してその締結について通告する。</p> |
|--|

表 7.1-8 条約法に関するウィーン条約 第 25 条 (暫定的適用)

<p>1 条約または条約の一部は、次の場合には、条約が効力を生ずるまでの間、暫定的に適用される。</p> <p>(a) 条約に定めがある場合</p> <p>(b) 交渉国がその他の方法により合意した場合</p> <p>2 条約または条約の一部のいずれかの国についての暫定的適用は、条約に別段の定めがある場合および交渉国による別段の合意がある場合を除くほか、当該いずれかの国が、条約が暫定的に適用されている関係にある他の国に対し、条約の当事国とならない意図を通告した場合には、終了する。</p>
--

(2) 今後公開される予定の文献

① UIC プログラム (米国)

米国 EPA のウェブサイトでは、6 等級坑井に関する以下のガイダンスのドラフトが公開されている。

a. Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Draft Underground Injection Control (UIC) Program Guidance on Transitioning Class II Wells to Class VI Wells

2 等級坑井 (EOR 用) が、6 等級坑井へと移行する際に、所有者や事業者が満たすべき要件等の情報を提供しているガイダンスである。パブリックコメントの募集は既に終了している。

b. Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Draft Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Recordkeeping, Reporting, and Data Management Guidance for Permitting Authorities

許可を担当する機関に対して、報告や記録の推奨される方法やデータ管理に関する情報を提供するガイダンスである。パブリックコメントの募集は既に終了している。

② CCS の ISO 規格

CCS について ISO 規格を作成するための専門委員会 (ISO/TC265, Carbon Dioxide Capture, Transportation and Geological Storage (CCS)) が 2011 年に新設され、六つの作業部会 (回収、輸送、貯留、定量化および検証、分野横断的な課題 (クロスカッティングイシュー)、石油増進回収法) によってそれぞれ検討が進められている。作業の状況は ISO のウェブサイトにて確認できる。各文献の進捗状況は表 7.1-9 のとおりである。な

お、略称の意味と各段階の説明は表 7.1-10 で示すとおりである。

表 7.1-9 CCS の ISO 規格の一覧 (2020 年 2 月時点)

規格	内容	段階
ISO/TR 27912:2016	CO ₂ 回収システム、技術、プロセス	発行段階 (Publication stage)
ISO 27913:2016	パイプライン輸送システム	発行段階 (Publication stage)
ISO 27914:2017	CO ₂ 地層貯留	発行段階 (Publication stage)
ISO/TR 27915:2017	定量化および検証	発行段階 (Publication stage)
ISO 27916:2019	石油増進回収法 (CO ₂ -EOR)	発行段階 (Publication stage)
ISO 27917:2017	クロスカッティングに関するボキャブラリー	発行段階 (Publication stage)
ISO/TR 27918:2018	CCS プロジェクト全体のライフサイクルリスク管理	発行段階 (Publication stage)
ISO 27919-1	発電所からの燃焼後回収法の性能評価方法	発行段階 (Publication stage)
ISO/CD 27919-2	発電所からの燃焼後回収の安定した性能を確保・維持するための評価手順	委員会段階 (Committee stage)
ISO/DIS 27920	定量化および検証	照会段階 (Enquiry stage)
ISO/PRF TR 27921	CO ₂ 流の組成	承認段階 (Approval stage)
ISO/AWI TS 27924	CCS プロジェクト全体のライフサイクルリスク管理	作成段階 (Preparatory stage)

表 7.1-10 ISO 規格の段階と略称

段階	略称	意味
予備段階	PWI	予備業務項目 (Preliminary Work Item)
提案段階	NP	新業務項目提案 (New work item Proposal)
作成段階	WD	作業原案 (Working Draft)
	AWI	新規業務項目 (Approved Work Item)
委員会段階	CD	委員会原案 (Committee Draft)
	DTR	技術報告書案 (Draft Technical Report)
照会段階	DIS	国際規格案 (Draft International Standard)
承認段階	FDIS	最終国際規格案 (Final Draft International Standard)
	PRF	国際規格校正案 (Proof of a new International Standard)
発行段階	TR	技術報告書 (Technical Report)
	IS	国際規格 (International Standard)

7.1.3 貯留に関する各国法規制の詳細調査

(1) 調査対象

我が国における海域での CCS の規制は、海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律（以下、「海防法」と称する。）であり、海洋環境の保全の観点で海域での CCS 事業が規制されている。一方で、海外における法規制は、CCS のための法律等、様々な形の規制が存在しており、それらに基づく大規模 CCS プロジェクトが実施されている。

そこで、我が国における今後の CCS 事業において参考とするため、先行的に CCS を実施あるいは研究している国および地域（米国等）を対象として、CO₂ の貯留に関する法規制を調査し、その最新の情報を整理する。

調査対象として、CCS を実施・研究している国および地域の文献の候補を表 7.1-11 に示す。これらの貯留に関する法規制について最新情報を収集し、比較・整理を行う。

表 7.1-11 貯留に関する各国法規制の詳細調査の対象となる国および地域の文献の候補

国/地域	法律／ガイドライン
米国	UIC program for Carbon Dioxide Geologic Sequestration Wells 等
オーストラリア	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006 等
EU	EU CCS Directive 等
英国	The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) Regulations 2010 等
ノルウェー	Regulations to Act relating to petroleum activities 等

(2) 各国の規制内容

① 米国

a. 法体系

米国における CCS は、安全な地下飲料水の確保を目的とした法律である安全飲料水法（SDA : Safe Drinking Water Act）の下、UIC（Underground Injection Control）プログラムによって規制されている。UIC プログラムでは、地下に圧入する物質の種類や目的に応じて坑井を 6 種類に分類しており、CO₂ 貯留のための坑井は 6 等級坑井として規制されている。なお、UIC プログラムは、連邦規則集（CFR : Code of Federal Regulations）Title 40 の中で規定されており、先述の安全飲料水法と共に管轄官庁は米

国環境保護庁(EPA: Environmental Protection Agency)である。それぞれの法律中での該当部分を以下に示す。

1) CFR (Code of Federal Regulations) Title40 : Part 144 ~ 148

2) Safe Drinking Water Act : Section 1421 ~ 1443

b. 許可プロセス

UICプログラムにおいては探査許可や圧入許可等のフェーズ毎の許可の概念はなく、「6等級坑井の許可申請」のみとなっており、掘削・圧入・閉鎖等の許可が、すべて包括している。許可申請には以下の要件が必要となる。

- 1) 貯留プロジェクトの基本情報
- 2) 貯留サイトの特性評価情報
- 3) レビュー区域および是正措置計画案
- 4) 財務的責任の証明
- 5) 坑井の構成データ
- 6) 操業前の試験プログラム案
- 7) 操業データ案
- 8) 試験およびモニタリング計画案
- 9) 坑井閉鎖計画案
- 10) 圧入終了後サイト管理およびサイト閉鎖計画
- 11) 緊急時および修復対応計画案
- 12) 長官が要求するその他の情報

これら要件に含まれるデータについてはフェーズ毎に更新・再評価しEPA長官(以下、「長官」と称する。)に報告する必要がある。また、UICプログラムにおける6等級坑井の許可は、他の等級の坑井と異なり定期的な再審査等は不要である。しかし、許可申請要件に含まれる5つの計画案(レビュー区域および是正措置計画案、試験およびモニタリング計画案、圧入坑井閉鎖計画案、圧入終了後サイト管理およびサイト閉鎖計画案、緊急時および修復対応計画案)については、原則5年毎に再評価・修正を行う必要がある。5つの計画案の概要を以下に示す。

7. レビュー区域および是正措置計画案

本計画において事業者は、貯留サイトのデータを利用してモデリングを行い、貯留サイトおよびレビュー区域(圧入坑井によって地下飲料水源に危険が生じる可能性がある、貯留サイトの周辺区域)の詳細を把握する必要がある。その上で漏洩の可能性のあ

る坑井や亀裂等が適切に対処され、地下飲料水源に影響を及ぼさないことを示す必要がある。

イ. 試験およびモニタリング計画案

本計画において事業者は、圧入モニタリング、坑井の健全性試験、腐食モニタリング、CO₂プルームの挙動、遮蔽層の地球化学的変化のモニタリング、その他長官が地下飲料水源への影響を監視するために必要と定めた情報等について、試験およびモニタリングの実行計画を示す必要がある。

ウ. 坑井閉鎖計画案

計画において事業者は、圧入停止後、CO₂流が地下飲料水源に影響を及ぼさないよう適切な工法によって圧入井を閉鎖することを示す必要がある。

エ. 圧入終了後サイト管理およびサイト閉鎖計画案

本計画において事業者は、CO₂プルームとその圧力が地下飲料水源に影響を及ぼさないことを証明するために圧入停止後のサイトの管理および貯留サイトのモニタリング手法について示す必要がある。なお、貯留サイトのモニタリングはCO₂プルームが地下飲料水源に影響を及ぼさないことが証明できるまで継続しなければならない。

オ. 緊急時および修復対応計画案

本計画において事業者は、事前に想定されたCO₂流の移動や漏洩によって実際に地下飲料水源への影響が発生した場合に事業者が行う行動について示す必要がある。修復対応計画の内容について指定は無いが、CO₂流が地下飲料水源に影響を及ぼした場合には速やかに圧入を停止し、原因を特定して24時間以内に長官に報告後、地下飲料水源を保護するための修復対応計画を実行しなければならない。

プロジェクト計画の策定、承認、修正のプロセスを以下に示す。

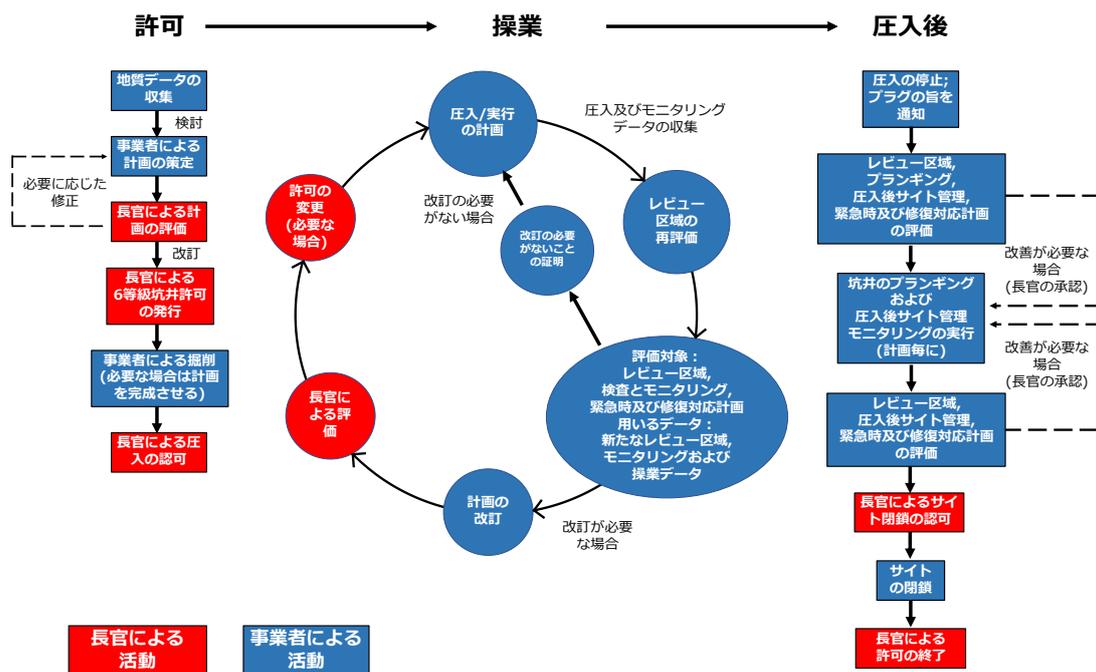


図 7.1-1 UIC プログラムの 6 等級坑井における CO₂ 貯留プロジェクトの流れ¹⁾

なお、事業者には地下飲料水源の保全を目的に、以下の範囲について 4) 財務的責任の証明を示すことが求められる。

- 1) 是正措置
- 2) 坑井の閉鎖
- 3) 圧入後のサイト管理およびサイト閉鎖
- 4) 緊急時および修復対応計画案

財務的な責任を示すため、以下のような手段が例として挙げられる。

- 1) 信託基金
- 2) 保証証券 (ボンド)
- 3) 信用状 (L/C)
- 4) 保険
- 5) 自社もしくは親会社による企業保証 (財務状況が一定基準を満たしていること)
- 6) エクスクロー勘定 (プロジェクトファイナンス等)
- 7) その他 (長官が納得できる手段)

用いる手段は 1 つに限定されず、複数の手段を併用することも可能である。主に第三者による保証等が挙げられているが、事業者自体の財務力をもって財務責任を示す手段

もある（第三者による手段を用いる場合も、その適格性を満たす証拠を示す必要がある）。

財務的責任の証明については定期的な見直しが求められ、必要に応じて手段の見直しを求められる。その結果、事業者に十分な財務責任の証明が出来ない場合は、長官は許可を取り消すこともできる。また、許可申請の際に提出した、レビュー区域および是正措置計画、坑井閉鎖計画、圧入後サイト管理およびサイト閉鎖計画、緊急時および修復対応計画に変更が生じた場合も、同時に財務責任の見直しが求められる。

c. サイト選定条件

UICプログラムの6等級坑井の要件において、事業者はCO₂流が安全に圧入でき、地下飲料水源に影響を及ぼさないような適切な貯留サイトを選定しなければならない。貯留サイトが満たすべき基準は以下のとおりである。

- 1) 予想されるCO₂流の総量を受け入れるのに十分な容量、厚さ、孔隙率、浸透率のある貯留層が存在していること
- 2) 遮蔽層において地層構造上の問題がなく、圧入したCO₂流および地層流体を封じ込めることが可能であること
- 3) 圧入したCO₂流が遮蔽層によって移動せず、地下飲料水源に影響を及ぼさないことの証明（長官が必要と判断した場合）

事業者は上記の基準を満たすためにデータを収集し、貯留サイトおよびレビュー区域の適合性を評価するために以下の要素についての実証を行う必要がある。

- 1) 貯留サイト内における岩相の変化
- 2) 貯留層および遮蔽層の地質構造
- 3) CO₂流が坑井の材料や貯留層内の鉱物に与える影響
- 4) 貯留層のCO₂流の貯留容量
- 5) 遮蔽層の健全性
- 6) 二次的な封じ込め（この項目は必須ではなく、選定された貯留サイトにおいて遮蔽層が十分な強度を持たないか、CO₂流が漏洩する可能性のある亀裂又は断層が存在する場合にのみ実証を行う。）

事業者が実証を行うために、貯留サイトおよびレビュー区域において取得する必要があるデータは以下のとおりである。なお、取得したデータは長官に報告しなければならない。

- 1) レビュー区域の地図および断面図
- 2) レビュー区域内の遮蔽層を横切る断層および亀裂の位置、方向、特性ならびにそれが封じ込めの妨げにならないことの証明
- 3) 地質コア、露頭データ、地震探査、坑井検層、フィールドデータに基づいた地質・相の変化を含む、貯留層および遮蔽層の深さ、範囲、厚さ、鉱物学、孔隙率、浸透率、および毛細管圧力に関するデータ
- 4) 遮蔽層内の破碎、応力、延性、岩石強度、および源位置流体圧力に関する地質動力学的情報
- 5) 震源の存在と深さを含む、地震の発生履歴に関する情報および地震活動が封じ込めの妨げとならない証明
- 6) レビュー区域内の地質、および地震の発生メカニズムを説明できる地質図、地形図、断面図
- 7) レビュー区域内における、地下の飲料水源、井戸、湧き水の範囲と、貯留層との位置関係を示した地図および断面図
- 8) レビュー区域内のすべての地下飲料水源を含む、地下の地層に関する地球化学的なベースラインデータ

また、6等級坑井の操業前には上記の情報に加えて以下の情報について取得し、長官に報告する必要がある。

- 1) 坑井の検層および試験中に得られたデータに基づいた、貯留サイトおよびその上部を覆う地質の地質構造ならびに水理地質特性に関する情報
- 2) CO₂流と貯留層の流体、および貯留層と遮蔽層の鉱物との親和性
- 3) 地層試験の結果
- 4) 坑井に関するすべての利用可能な検層および検査プログラムのデータ

d. 圧入するCO₂の性状

米国のUICプログラムにおいて6等級坑井にて圧入するCO₂流は「排出源（発電所など）から回収されたCO₂、ならびに原料物質や回収プロセスから生ずる付随物質、圧入プロセスの実行や改善のために添加された物質」と定義されている。しかし、CO₂流に含まれる有害物質等の存在や濃度によって、CFR Title : 40 Part 261に定められた有害廃棄物に該当する場合は、6等級坑井に圧入するCO₂流としては認められない。

6等級坑井の許可申請時にはCO₂流の詳細な情報が必要であり、また事業計画およびその修正を審査する際にも考慮すべき項目の一つとして以下のようなCO₂流の特性が含

まれている。

- 1) CO₂ 流中の不純物の可能性
- 2) CO₂ の排出源が坑井の運用期間中に変更される可能性
- 3) CO₂ が排出源と同一サイト内で圧入されるのか、あるいはパイプライン輸送により他の場所で圧入されるか。(後者の場合には汚染や水との混合が生じる可能性があるため)

e. モニタリング要件

UIC プログラムの 6 等級坑井においては、プロジェクトが許可内容に従って操業していることや、地下飲料水源に危険が生じていないことの確認のためにモニタリングを行う必要がある。モニタリング計画には以下の情報を含む必要があり、貯留サイト毎の固有の性質を検討したうえで項目を設定する必要がある。

- 1) CO₂ 流の物理的・化学的特性
- 2) 圧入圧力、圧入レート、流量
- 3) 坑井の材料の腐食モニタリング
- 4) 地下水源のモニタリングと遮蔽層上の地層の地球化学的変化
- 5) 坑井の健全性試験
- 6) 圧力解析 (フォールオフ試験)
- 7) CO₂ プルームの存在の検知
- 8) 地表の大気および土壌中ガスのモニタリング (長官が必要と判断した場合)
- 9) レビュー区域のモデリングの改善に必要な情報 (長官が必要と判断した場合)
- 10) その他長官が必要だと判断した情報

事業者はモニタリングに用いる手法について、長官に以下の項目を報告することが推奨される。

- 1) 選択した手法の説明とその妥当性
- 2) 選択した手法とパラメータとの適合性
- 3) モニタリングを行うパラメータ
- 4) 選択した手法の期待される性能または感度
- 5) 手法を適用するための方針
- 6) 結果の分析と解釈に用いる手順

なお、モニタリング計画自体は許可申請時に策定し、長官の承認を受けるが、坑井の建設段階で取得したデータを考慮したうえで、改訂の必要がある場合は改訂を行わな

ればならない。さらに、事業者はモニタリングによって得られたデータに基づき、少なくとも5年毎にモニタリング計画を再検討する必要がある。

f. サイト閉鎖の要件

7. 圧入井の閉鎖

圧入井の閉鎖に際し、事業者は圧入井の洗浄、坑底の貯留層圧力の測定、機械的健全性の検査を事前に実施しなければならない。

事業者は、閉鎖を実施する60日前までに、閉鎖の意向通知を書面で長官に提出しなければならない。同時に許可申請時に提出した坑井閉鎖計画から変更が生じた場合は、変更した計画書も提出し、承認を得なければならない。

閉鎖の実施から60日以内に、事業者は閉鎖の実施の報告書を長官に提出しなければならない。報告書は事業者もしくは閉鎖の実施者により、その正確性について保証されなければならない。また事業者は、報告書をサイト閉鎖後10年間保管することとなっている。

4. 圧入終了後サイト管理およびサイト閉鎖

事業者は、許可申請時に提出した、圧入終了後サイト管理およびサイト閉鎖計画に基づき、圧入停止後、最低50年間継続してサイトのモニタリングを行わなければならない。許可申請時に事業者が地下飲料水源へ危険を及ぼさないことを証明できる場合、長官の裁量で原則である50年以外の期間を承認することができる。なお、計画に変更が生じた場合は、30日以内に長官に提出し承認を得る必要がある。

サイト閉鎖に際し、事業者は監視結果やその他のサイト固有のデータに基づいて、CO₂プルームおよびその圧力が安定しており、地下飲料水源に危険が生じる恐れがないことを保証するためのいかなる追加のモニタリングも不要であることを証明し、長官による評価と承認を得なければならない。所定の管理期間が満了したとしても、証明が行われない場合は、長官の承認を得るまで管理を継続しなければならない。

サイト閉鎖までの管理期間については、事業者が地下飲料水源に危険が生じる恐れがないことを証明できた場合、期間満了前においても、長官は、圧入終了後サイト管理およびサイト閉鎖計画の監視頻度を下げる修正の承認や、サイト閉鎖の承認を行うことができる。

事業者はサイト閉鎖の120日前までに書面による、サイト閉鎖の意向通知を提出しなければならない。同時に許可申請時に提出した、圧入終了後サイト管理およびサイト閉鎖計画に変更が生じた場合は、変更した計画書も提出し、承認を得る必要がある。承認

後、地下飲料水に危険が生じない方法で、すべての観測井を埋め戻す。

また、事業者はサイト閉鎖後 90 日以内に、サイト閉鎖報告書を提出しなければならない。報告書は長官によって指定された場所で 10 年間保管される。さらに、事業者はサイト閉鎖から 10 年間、サイト管理期間中に収集した記録を保管しなければならない。保管期間終了後、長官に当該記録を提出し、長官によって指定された場所で保管される。

なお、米国の Illinois Industrial CCS プロジェクトでは、稼働期間は 5 年間、圧入終了後のモニタリング期間は 10 年間で予定されている。6 等級坑井としては、圧入停止後のモニタリング期間が比較的短い。これは、圧入終了後のサイト管理および閉鎖計画²⁾によると、シミュレーションの結果、サイトの地質特性、坑井の建設への配慮、圧入区域と最も近い地下の飲料水源との距離などを根拠として、10 年間で十分であることを ADM 社が EPA に示し、承認されたためである。本プロジェクトのモニタリング計画については、弊社による平成 30 年度の「CCS に関する法規制等の動向調査報告書」においても、解説している。

g. 圧入後の責任移転

事業者はサイト閉鎖後においても、CO₂ 圧入に起因する地下飲料水源への危険について是正措置が必要と判断された場合、事業者が財務的責任を負わなければならない。つまり、地下飲料水源への影響に対する責任は永久に事業者に存在する。

また、不動産の所有権調査において、当該地所が二酸化炭素隔離に使用された事実や調査図面が保管されている場所、圧入流体の体積、貯留層および圧入期間等の情報に関する注釈を記入しなければならない。

② オーストラリア

a. 法体系

オーストラリアは、連邦政府が管轄する沖合の水域における CCS 事業を可能にするため、Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006（以下、「OPGGSA 法」と称する。）に基づき、CCS の許認可制度を導入している。オーストラリアでは、貯留する流体を CO₂ に限定せず、温室効果ガス（以下、「GHG」と称する。）としている。なお、州、準州の政府が管轄する沿岸海域においては、各州、準州の制定する法令が適用される。

OPGGSA 法に基づき、以下の 4 つの規則が制定されている。

- 1) Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Greenhouse Gas Injection and Storage) Regulations 2011
- 2) Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Resource Management and Administration) Regulations 2011
- 3) Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Environment) Regulations 2009
- 4) Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Safety) Regulations 2009

これらの規則のうち、Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Greenhouse Gas Injection and Storage) Regulations 2011 (以下、「GHG Injection and Storage Regulations」と称する。)にサイト選定およびモニタリングに関する規定が記載されているため、本調査の対象とする。

b. 許可プロセス

OPGGSA法に基づくCCSの許認可制度において、GHG探査許可(GHG assessment permit)、GHG貯留リース保有権(GHG storage holding lease)、GHG圧入許可(GHG injection license)が付与される。それぞれの概要を以下のA~Cに示す。

CCSの許認可制度であるGHG圧入および貯留のための権利や許可は、National Offshore Petroleum Titles Administrator (NOPTA)が管理している。なお、すべてのGHG圧入貯留事業は、事前に環境計画を策定し、National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA)による評価と認定を受けなければならない。

また、許可プロセスにおいて許可または権利を有する事業者が、GHG貯留に適したサイト(Eligible Greenhouse Gas Storage Formation (以下、「適格貯留層」と称する。))を特定した場合には、管轄の連邦大臣に申請し、Identified Greenhouse Gas Storage Formation (以下、「特定貯留層」と称する。)として認証を受ける。特定貯留層として認証されたサイトに対し、GHG貯留リース保有権やGHG圧入許可を申請することができる。サイト選定の詳細については、後述の(3)に記載した。

7. GHG探査許可

事業者がGHG貯留層および圧入サイトの探査を行うためには、GHG探査許可が必要となる。GHG探査許可の付与は、公募方式によって行われる。落札した事業者には、GHG探査許可に基づき以下の権利が付与される。

- 1) 許可海域における貯留層の探査活動
- 2) 許可海域における圧入サイトの探査活動
- 3) 許可海域における GHG の圧入 (評価目的)
- 4) 許可海域における GHG の貯留 (評価目的)
- 5) 許可海域における空気、石油、水のいずれかの圧入 (評価目的)
- 6) 許可海域における空気、石油、水のいずれかの貯留 (評価目的)
- 7) 許可海域におけるサイト探査中に偶発的に石油を発見した際、調査目的の石油生産活動 (連邦大臣の書面による同意が必要)
- 8) 上記の目的で行う事業

評価目的のための圧入・貯留が認められており、そのための坑井掘削も可能である。

GHG 探査許可は、許可が付与された日または許可書に指定された日から 6 年間の期限で付与され、許可の更新は 3 年の期間で一回のみ可能である。

イ. GHG 貯留リース保有権

直ちに圧入および貯留を実施できる状況ではないが、15 年以内に圧入を開始できる事業者は、GHG 貯留リース保有権を申請できる。GHG 貯留リース保有権を取得した事業者は、リースの域内において貯留層探査、圧入・貯留の適性調査等を引き続き実施することができる。GHG 貯留リース保有権によって与えられる権利は以下のとおりであり、その内容は GHG 探査許可と同様である。

- 1) 許可海域における貯留層の探査活動
- 2) 許可海域における圧入サイトの探査活動
- 3) 許可海域における GHG の圧入 (評価目的)
- 4) 許可海域における GHG の貯留 (評価目的)
- 5) 許可海域における空気、石油、水のいずれかの圧入 (評価目的)
- 6) 許可海域における空気、石油、水のいずれかの貯留 (評価目的)
- 7) 許可海域におけるサイト探査中に偶発的に石油を発見した際の調査目的の石油生産活動 (連邦大臣の書面による同意が必要)
- 8) 上記の目的で行う事業

GHG リース保有権の期限は 5 年間である。

ウ. GHG 圧入許可

GHG 圧入の実施には、GHG 圧入許可が必要となる。GHG 圧入許可の申請を行うためには、事業者が GHG 探査許可、GHG リース保有権、または石油生産許可の保有者

である必要がある。圧入許可の取得によって与えられる権利は以下のとおりである。

- 1) 許可が与えられた海域の特定貯留層における GHG の圧入
- 2) GHG を特定貯留層の中に恒久的に貯留
- 3) 潜在的な GHG 貯留層の探査
- 4) 潜在的な GHG 圧入サイトの探査
- 5) 許可海域における GHG の圧入 (評価目的)
- 6) 許可海域における GHG の貯留 (評価目的)
- 7) 許可海域における空気、石油、水の圧入 (評価目的)
- 8) 許可海域における空気、石油、水の貯留 (評価目的)
- 9) 許可海域における圧入サイト探査中、偶発的に石油を発見した場合の調査目的の石油生産活動 (連邦大臣の書面による同意が必要)
- 10) 上記の目的で行う事業

また、GHG の圧入に際しては、以下の条件を満たす必要がある。

- 1) 圧入サイトおよび貯留層が特定貯留層として指定されていること
- 2) 圧入される GHG の種類が、許可に記載のものと同一であること
- 3) GHG について許可で特に記載がある場合、それに則していること
- 4) GHG の起源が許可に記載のものと同一であること
- 5) 圧入場所が許可に記載の場所と同一であること
- 6) 許可に記載された圧入期間内に圧入されること
- 7) 既に圧入された GHG と圧入予定の GHG の合計圧入量が許可に記載されている量を超えないこと
- 8) 圧入レートが許可に記載されているものと同一であること
- 9) 特定貯留層に対する工学的な処理が必要な場合には、それが適用されていること

GHG 圧入許可は無期限で与えられるが、連続して 5 年以上圧入作業が行われない場合、圧入許可は取り消される。

なお、GHG 圧入許可を有する事業者は、GHG Injection and Storage Regulations に基づき、サイト計画を策定し、これに従って貯留事業を実施しなければならない。サイト計画では、以下を示す必要がある。

- 1) 利用可能なデータを考慮し、現在の技術的知見に基づき、実施可能な範囲で、サイトが安全に GHG を恒久的に貯留できること
- 2) 必要な場合に、明確な指揮系統を示す操業管理計画の策定

- 3) 操業に関するリスク、および、新しいリスクまたは既存のリスクレベルの上昇の特定
- 4) 操業に関するリスクを排除または可能な限り低減すること
- 5) リスクを排除した後の残留リスクが、許容可能なレベルとなること
- 6) 計画の実施に適切な戦略
- 7) 計画の運用および遵守に係るモニタリング、記録、報告の適切な実施
- 8) 生物資源または非生物資源、および、海洋の他の利用(例:石油、地下水、漁業)に対する潜在的な影響が実現可能な限り低いこと
- 9) 計画の準備における規制当局、個人、組織との適切なレベルの協議の実施(事業者が、関連するステークホルダー(石油会社、漁協、漁業者等)と個別にコミュニケーションを実施する)
- 10) 規則に基づくその他すべての要件の遵守

サイト計画は、少なくとも5年に一度見直さなければならない。

c. サイト選定条件

GHG 探査許可、貯留リース保有権、圧入許可もしくは石油生産許可等を保有する事業者が適格貯留層に該当する GHG 貯留層を見つけた場合には、それを特定貯留層として申請することができる。適格貯留層とは、特定の期間に特定の地点で圧入された、特定の量の GHG の恒久的な貯留に適した貯留層を意味する。なお、少なくとも 10 万トンの GHG が貯留可能でなければならない。

管轄の連邦大臣によって認められた場合に、申請したサイトが特定貯留層として認証される。GHG Injection and Storage Regulations には、特定貯留層の申請において提供すべき情報が示されている。

- 1) 効果的な隔離のメカニズムを含む貯留層の地質学的特徴
- 2) 効果的な隔離のメカニズムを含む地質学的特徴の詳細な分析(この分析には、貯留後に予想される移動の詳細なモデリングを提供することが求められる可能性が高い)
- 3) 貯留層の健全性に関する情報。申請者がすべてのリスクを特定するのに必要な地質環境を十分に理解していることを示すよう、詳細に記載する。情報は、少なくとも以下の内容を示す必要がある。
 - 3-1) 貯留層の層序とその岩石の種類
 - 3-2) 貯留層の構造とその岩石の種類

- 3-3) 貯留層または遮蔽層の構造に存在する断層
- 3-4) 貯留層および遮蔽層の孔隙率と浸透率
- 3-5) 貯留層および遮蔽層の岩石の種類と貯留される GHG 物質との反応性
- 3-6) 局所応力場、破砕圧力勾配、断層の安定性、および、圧入に対する貯留層の地質工学的反応を評価する貯留層の地質学的分析
- 3-7) 化学組成、圧力、温度に関するデータを含む、貯留層の流体パラメータ
- 3-8) 地震活動の履歴を含む、地域の地震情報
- 3-9) 石油または GHG 物質の貯留層における過去の探査活動の実施
- 3-10) 廃坑井の存在の有無（廃坑井の位置を示す地図を含む）、構造物の履歴、坑井の閉鎖方法、閉鎖に利用されたセメントの種類、その他坑井の性質等の、申請者が入手可能な情報

※なお、ここでの「閉鎖」は坑井のプラグであり、「廃坑」は閉鎖された後の状態という意味で用いている。

- 4) 貯留層と遮蔽層に関連する貯留層の堆積モデル
- 5) GHG 探査許可、貯留リース保有権、圧入許可もしくは石油生産許可等の対象区域以外の区域に関連する情報を含む、GHG 物質の長期の安全な貯留に関連する可能性のある、その他の地質情報

d. 圧入する CO₂ の性状

OPGGSA 法では圧入する GHG 物質 (greenhouse gas substance) として以下のよう
に定義されている。

- 1) CO₂ (気体・液体を問わない)
- 2) 規定された GHG (気体・液体を問わない)
- 3) 以下の物質の混合物
 - 3-1) CO₂ (気体・液体を問わない)
 - 3-2) 1 種類以上の規定された GHG (気体・液体を問わない)
 - 3-3) 上記 1) または 2) に関連する 1 種類以上の GHG の付随物質 (気体・液体を問わない)
 - 3-4) 規定されたトレーサー (気体・液体を問わない)

ただし、混合物の場合には、その極めて高い割合 (overwhelmingly) が上記 1) または 2) で構成されることに加え、規定されたトレーサーを含む場合には、その割合がそのトレーサーに規定された割合を超えていないという条件を満たしていることが必要とな

る。

また、GHGの付随物質は、以下のように定義されている。

- 1) CO₂ または 1 種類以上の規定された GHG が主な物質として回収された場合に適用される。
- 2) GHG の付随物質とは、以下の物質のことである。
 - 2-1) 排出源に付随して生じるすべての物質
 - 2-2) 回収に付随して生じるすべての物質
 - 2-3) 輸送を伴う場合には、輸送に付随して生じるすべての物質
 - 2-4) 地層内に圧入される場合には、圧入に付随して生じるすべての物質
 - 2-5) 地層内に貯留される場合には、貯留に付随して生じるすべての物質

e. モニタリングの要件

OPGGSA 法では、GHG Injection and Storage Regulations においてモニタリングに関する要件が示されている。ただし、採用すべきモニタリング技術や実施すべき時期について具体的な詳細は規定していない。重大な事象を適時に検知できること、および、サイト計画における予測から逸脱していることを検知できるような設計とすることを求めるのみに留まっている。

GHG Injection and Storage Regulations が示す、モニタリングに関する要件の概要は以下のとおりである。

7. 貯留層に貯留した GHG 物質の挙動に関する情報

- 1) 貯留層内の GHG 物質の挙動をモニタリングするための計画を策定する。必要な緩和措置および是正措置を開始できるように、貯留層内の重大な事象を適時に検出し、サイト計画に含まれる予測の変動が検出できるような性質とタイミングのモニタリングとする。
- 2) GHG 物質に追加するトレーサーとして使用を提案している物質、および、GHG 物質とともに使用される物質の濃度の詳細を示す。
- 3) 貯留層内の GHG 物質の挙動に関連して報告すべき事象は、予測される GHG 流の移動経路からの逸脱、移動速度、または、関連する可能性のあるその他の事象である。
- 4) 貯留した GHG 物質の海底への漏出をモニタリングおよび検出するのに適切な計画とする。

イ. 貯留する GHG 物質の輸送と圧入にともなう漏出のモニタリングに関する情報

輸送または圧入によって生じた漏出のモニタリングおよび検出に適切なプログラムを策定する。モニタリング結果の報告、およびモニタリングによって収集したデータは、モニタリング終了後に、可能な限り速やかに管轄の連邦大臣に提供しなければならない。

ウ. 貯留した GHG 物質の坑井からの漏出のモニタリングに関する情報

坑井からの漏出のモニタリングおよび検出に適切なプログラムを策定する。モニタリングの結果の報告、およびモニタリングによって収集したデータは、モニタリング終了後に、可能な限り速やかに管轄の連邦大臣に提供しなければならない。

f. サイト閉鎖の要件

GHG 圧入許可に必要なとなるサイト計画には、サイト閉鎖に関する計画も含めることが求められている。サイト閉鎖に関する計画に必要な項目は以下のとおりであり、予定する圧入停止日の 5 年前には見直さなければならない。

- 1) 坑井の閉鎖
- 2) 地下の安定
- 3) 閉鎖後に GHG が漏出するリスクを有するすべての廃坑井またはその他の特徴への是正措置
- 4) 圧入停止後に実施する必要があるモニタリング活動

GHG の貯留サイトを閉鎖する場合は、圧入停止後 30 日以内に、管轄の連邦大臣にサイト閉鎖認証を申請することとなっている。サイト閉鎖認証の申請には、以下に関する情報を提出しなければならない。

- 1) 圧入した GHG の挙動モデル
- 2) モデルに関連する情報
- 3) モデルに関連する情報の分析
- 4) 圧入した GHG の挙動に関する評価
- 5) 予想される GHG の移動経路
- 6) GHG の移動による短期的な影響
- 7) GHG の移動による長期的な影響
- 8) サイト閉鎖認証の発行後、連邦政府が GHG の挙動をモニタリングするための提案
- 9) 規則で規定するその他の情報

その後、管轄の連邦大臣によって圧入作業が終了していることまたは実施されていないことが認められた場合にのみ、事前承認通知が発行される。ただし、圧入したGHGが、サイト計画で予想した挙動と異なる場合や、天然資源の保全または開発、地層・地質構造の健全性、環境、人の健康、もしくは安全性に対して、深刻な影響を与えるリスクが高い場合には、事前承認通知の発行が拒否できる。

事前承認通知の発行後、申請者が60日以内(最大180日)に財務保証に関する書類を提出すると、サイト閉鎖認証が無期限で発行される。財政保証に関する書類は、以下で構成されていなければならない。

- 1) 連邦政府が実施するGHGの挙動をモニタリングするために提案されるプログラムの特定
- 2) GHGの挙動をモニタリングするプログラムの運用コストの推定総額
- 3) 保証の形式と金額の特定(金額は運用コストの推定総額と同じでなければならない)
- 4) 連邦大臣が定めた期間内に財政保証を提出しなかった場合には、申請が失効する旨の声明書

なお、管轄の連邦大臣はGHGの圧入停止から5年以内にサイト閉鎖認証の発行の可否について決定しなければならない。サイト閉鎖認証の発行により、サイトの閉鎖が認められ、連邦政府がモニタリングの義務を負うこととなる。

g. 圧入後の責任移転

サイト閉鎖認証の発行から最低15年が経過しており、以下の条件をすべて満たしている場合に、サイト閉鎖後の長期責任の移転が認められる。

- 1) 圧入したGHGが、サイト計画の予測通りの挙動をしている
- 2) 圧入したGHGが、部分的又は全体的な地層・地質構造に深刻な悪影響を与える重大なリスクがない
- 3) 圧入したGHGが、環境に深刻な悪影響を与える重大なリスクがない
- 4) 圧入したGHGが、人の健康および安全に深刻な悪影響を与える重大なリスクがない
- 5) 圧入終了後に圧入が実施されていない

また、事業者が倒産した場合等においても、原則、連邦政府が長期責任を引き受けることとしている。

③ EU

a. 法体系

EU-CCS 指令（以下、「CCS 指令」と称する。）は加盟国の領土内における 10 万トン以上の CO₂ 貯留プロジェクトに適用される。同指令に基づき設定された貯留コンプレックス（貯留層の健全性と安全性に影響を及ぼす可能性のある貯留サイトおよび周辺地質）の範囲外、および CO₂ の海洋隔離は許可されていない。なお、EU 法における指令（Directive）は国に対して結果についてのみ拘束力があり具体的な形式や手法は定められていないため、各加盟国は結果を達成するための国内法を独自に策定し、事業者はそれらを遵守する必要がある。

また、CCS 指令の実施を促進する目的で以下のガイダンスが発行されている。

- 1) ガイダンス 1：CO₂ 貯留のライフサイクルおよびリスク管理のフレームワーク
- 2) ガイダンス 2：貯留コンプレックスの特性把握、CO₂ 流の組成、モニタリング、貯留サイトから漏洩が発生した場合の是正措置
- 3) ガイダンス 3：管轄当局への責任移転基準
- 4) ガイダンス 4：財務的保証と資金メカニズム

これらのガイダンスには法的拘束力はなく、本指令で対象となっていない内容については、各国の国内法によって取り扱われる。

なお、CCS 指令における CO₂ 貯留プロジェクトのライフサイクルおよびマイルストーンの全体像は図 7.1-2 のとおりとなっている。

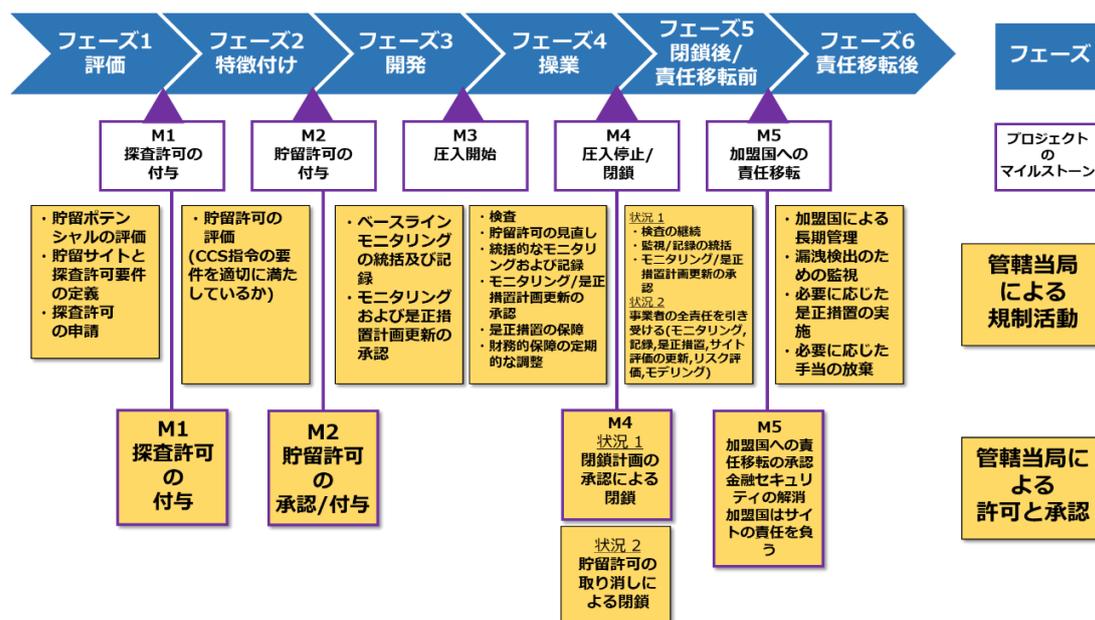


図 7.1-2 CCS 指令における CO2 貯留プロジェクトの概略³⁾

b. 許可プロセス

EU における CO₂ 貯留には、CCS 指令に基づき、「探査許可 (exploration permit)」と「貯留許可 (storage permit)」の 2 種類の許可が必要となる。「探査許可」によって貯留予定サイトの地質情報を得たうえで、貯留許可を得ることで CCS プロジェクトの実施が可能となる。

また、貯留計画の審査や許可の付与の決定は各加盟国の管轄当局が行うが、事業者から申請された計画やそれらに対する最終決定については、管轄当局は欧州委員会がすべて閲覧できるようにする必要がある。欧州委員会は、それらについて審議のうえ見解を提示することができ、管轄当局は欧州委員会と異なる見解を示した場合にはその理由を述べる必要がある。

「探査許可」とは事業者による貯留サイト候補地の探査を行う許可であり、CCS 指令に従って管轄当局が探査の許可を与える。探査許可の付与に関する基準についての規定はなく、管轄当局に委ねられる。貯留サイトの特性評価に圧入が必要となる場合には圧入試験によるモニタリングを探査許可に含めることができる。ただし、貯留サイトが 2009 年 6 月 25 日以前に許可を得ているもしくは使用されている場合には探査許可は必要でない。許可期間は対象となる探査作業の遂行に必要な期間を超えてはならない。探査を完了するには期間が不十分であり、かつ探査が許可条件を遵守して行われている場合には期間を延長することができる。

「貯留許可」とは、管轄当局によって決定された事業者による貯留サイトへの CO₂ の

地中貯留の許可を意味し、これは CCS 指令の要件に従って管轄当局によって付与される。

貯留許可の申請には以下の情報が必要となる。

- 1) 事業者の名称と住所
- 2) 事業者の技術的能力の証明
- 3) 貯留サイトおよび貯留コンプレックスの特性記述、ならびに附属書 I の基準による貯留サイトの適性判断および漏洩や環境・健康への重大なリスクが存在しないことの確認結果に基づいて予想される貯留安全性の評価
- 4) 圧入および貯留される CO₂ の総量、CO₂ 流の見込まれる供給源、輸送方法、CO₂ 流の組成、圧入レートおよび圧入圧力、圧入施設の所在地
- 5) 重大な異常を防止する方法の説明
- 6) 附属書 II の要件に従って作成したモニタリング計画案。これは 5 年毎に必ず最新の情報を反映し、更新するものとする。
- 7) 漏洩または重大な異常の発生時に管轄当局に通知を行うための是正措置計画。
- 8) 最良の実施方法（ベストプラクティス）と附属書 II で述べる要件に基づいた暫定閉鎖後計画案
- 9) 貯留プロジェクトの規模や環境に与える影響に関する情報
- 10) 財務的保証又それに準ずる規定が圧入開始前に有効かつ効果的である証明

事業者の申請を受けた管轄当局は、以下の条件が満たされた場合に限り、貯留許可を付与する。

- 1) CCS 指令およびその他関連する共同体法令の要件がすべて満たされている。
- 2) 事業者の財政力・技術力・信頼性が十分である。ならびに、事業者に専門的能力・技術開発・実習経験が備わっている。
- 3) 1 つの貯留サイトに複数の事業者が圧入している場合はそれが問題ないと証明されている。
- 4) 欧州委員会が許可案について見解を提示した場合に管轄当局がその見解を考慮している。

管轄当局は、以下のいずれかの場合において管轄当局は貯留許可を再審査し、必要に応じて貯留許可の更新または取り消しを求めることができる。

- 1) CO₂ の漏洩（もしくは漏洩リスク）、重大な異常が通知された場合、または認知された場合
- 2) 貯留許可の付与要件おける違反が生じた場合、あるいは漏洩又は重大な異常

のリスクが判明した場合

- 3) 事業者がその他いずれかの許可条件を満たしていないことが明らかになった場合
- 4) 最新の科学的発見および技術進歩に基づき必要であると判断した場合
- 5) 貯留許可を付与して5年目、それ以降は10年毎

探査および貯留許可が有効な期間において、管轄当局は貯留サイトが貯留以外に使用されないことを保証しなければならない。

また、貯留許可申請の一部として提出を求めている財務的保証の手段については各加盟国が独自に決めることができるが、その手段はCCS指令に基づき付与される許可の下で発生するすべての義務を実現可能なものであると同時に、圧入開始前に有効的なものであり、かつ貯留サイトを閉鎖後責任が管轄当局に移転されるまで、有効性が継続されるような手段でなければならない。またすべての義務に対して、見積費用の変化を考慮に入れるために財務的保証は定期的に見直さなければならない。

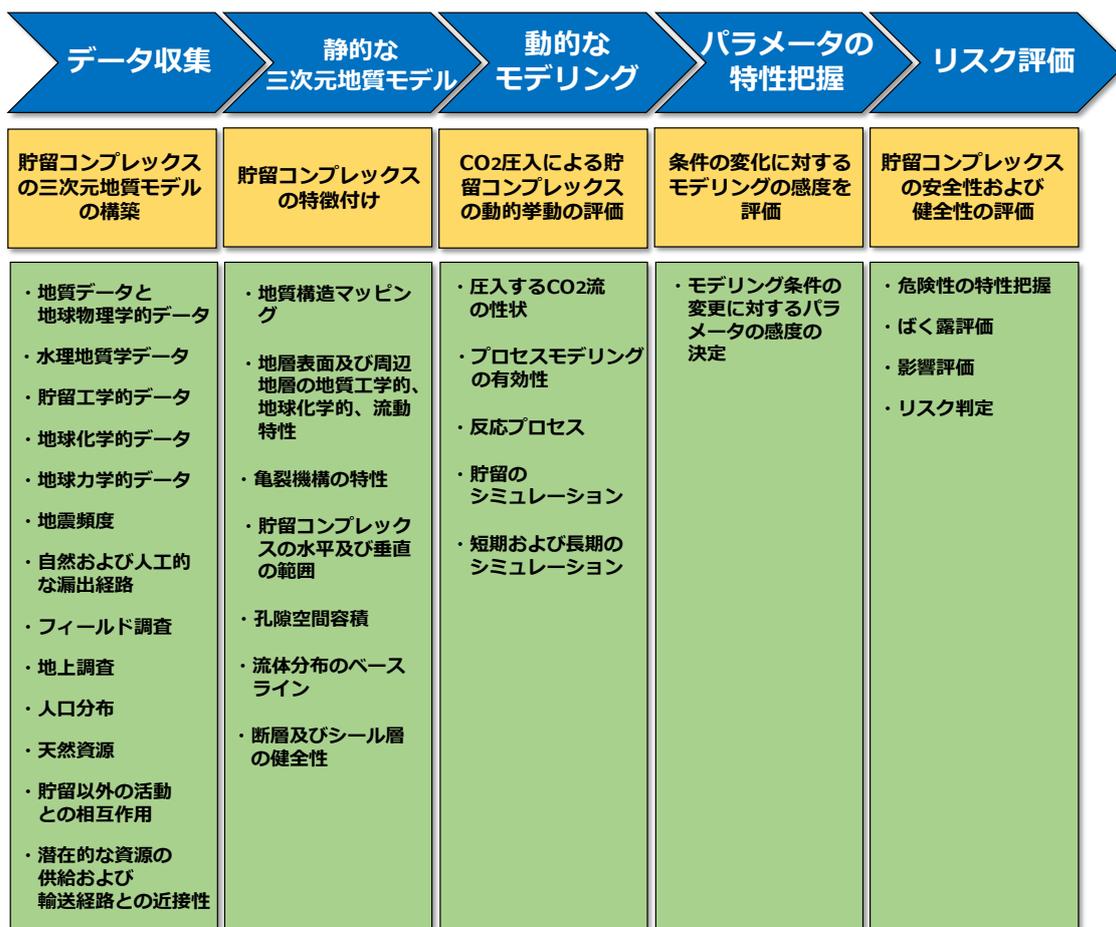
c. サイト選定条件

地層が貯留サイトとしての利用に適しているかどうかは、附属書Iに記載の基準に従い、貯留コンプレックス候補地および周辺地域の特性把握と評価を行った上で判断される。

油田やガス田を貯留サイトとして利用する場合には既存のデータが豊富にある可能性があるが、データの取得時期や種類等が適切でない場合には再度データを取得する必要がある。

事業者によって提案された使用条件に従い重大な漏洩リスクが存在せず、かつ、環境または健康への重大なリスクが存在しない場合に貯留サイトとしての利用に適していると判断される。

CCS指令の附属書Iに基づく貯留サイトおよび貯留コンプレックスの評価の流れの概略図を図7.1-3に示す。



※黄色は目的、緑は各段階で扱われる項目を表す。

図 7.1-3 CCS 指令の附属書 I に基づく貯留コンプレックス評価の概略図⁴⁾

CCS 指令におけるサイト選定のための手順を示す附属書 I の詳細な内容を以下に示す。

7. データの収集

少なくとも貯留コンプレックスに関する以下の情報を収集する。

- 1) 地質データと地球物理学的データ
- 2) 水理地質学データ (特に消費される地下水)
- 3) 貯留層に関する計算 (CO₂ 圧入のための孔隙容積の計算と最大貯留可能量)
- 4) 地球化学データ (溶解速度、鉱物化速度)
- 5) 地質力学的データ (浸透率、破壊圧力)
- 6) 地震頻度
- 7) CO₂ の自然および人工的な移動経路の存在と状態 (漏出経路となる可能性のある坑井および裸抗を含む)

特に貯留コンプレックス周辺の情報に関しては、以下の特性を示すものとする。

- 1) CO₂ の貯留によって影響を受ける可能性のある貯留コンプレックス周辺の区域
- 2) 貯留サイトの地上部地域における人口分布
- 3) 貴重な天然資源との近接性
- 4) 貯留コンプレックス周辺での活動、およびこれらの活動との相互作用の可能性（炭化水素の探査、生産、貯留、帯水層の地熱利用、地下水の貯留層の利用等）
- 5) CO₂ 排出源との距離（合理的に貯留に利用可能な CO₂ の総量の推定を含む）および適切な輸送ネットワーク

イ. 静的な三次元地質モデルの構築

収集したデータを利用して三次元静的地質モデルを構築し、貯留コンプレックスの以下の特性を解明する。

- 1) 物理的トラップの地質構造
- 2) 貯留層の上層の地層（遮蔽層、多孔質で透過性のある地層、周辺地層の特性（地質力学的・地球化学的））
- 3) 亀裂および断層や自然および人工的な流体移動経路の存在に関する特性把握
- 4) 貯留コンプレックスの範囲
- 5) 孔隙容量（孔隙率の分布を含む）
- 6) 元の地層流体の分布
- 7) その他の関連特性

ウ. 動的な三次元地質地球モデルの構築

モデリングにおいては少なくとも、以下の項目を考慮する。

- 1) 圧入可能な CO₂ 流の特性および圧入レート
- 2) プロセスモデリングの有効性（シミュレーションにおいて各要素はどのように相互作用するか）
- 3) 反応プロセス（圧入された CO₂ が鉱物と反応し、それがモデルにどのように反映されるか）
- 4) 使用された貯留シミュレーション（特定の結果を検証するために複数のシミュレーションを用いる場合がある）
- 5) 短期および長期のシミュレーション（CO₂ の水への溶解率を含む数十年から

数千年の期間におけるCO₂の挙動を明らかにする)

上記の項目を考慮し、以下の要素を明らかにする。

- 1) 経時的な圧入レートおよび累積圧入量に応じた貯留層の温度・圧力
- 2) 時間経過によって移動したCO₂の水平および垂直の範囲
- 3) 経時的变化を含む、貯留層におけるCO₂の挙動
- 4) CO₂のトラップメカニズムとその速度（スピンポイントや水平および垂直のシールを含む）
- 5) 貯留コンプレックス全体における二次的な封じ込めシステム
- 6) 貯留サイトの貯留容積と圧力勾配
- 7) 貯留地層および遮蔽層に亀裂が生じるリスク
- 8) 遮蔽層内にCO₂が侵入するリスク
- 9) 貯留サイトからの漏洩リスク
- 10) 移動速度（解放型の貯留層において）
- 11) 亀裂のシーリングレート（fracture sealing rates）
- 12) 地層の流体化学特性の変化およびそれによる反応（pHの変化や鉱物の生成）
- 13) 地層内における流体の置換
- 14) 地震の増加と地表面の上昇

イ. パラメータの特性把握

複数回のシミュレーションを実施し、構築したモデルのパラメータの変更に対する感度を明らかにする。重要な変化があった場合には、リスク評価において考慮しなければならない。

オ. リスク評価

リスク評価は以下の内容を含むものとする。

- 1) 貯留コンプレックスからのCO₂漏洩の可能性に関する検討を行う。
- 2) 貯留コンプレックス周辺の人口分布や環境特性および潜在的経路から、CO₂が漏洩した場合の挙動を考慮して人の健康に与える影響の評価を行う。
- 3) CO₂が漏洩した場合の貯留コンプレックス周辺の生物種やコミュニティに対する影響の評価を行う。これにはCO₂漏洩によるpH低下やCO₂流に含まれる他の物質による影響も含み、時間的・空間的規模を考慮して評価を行う。
- 4) 危険性の特性把握、ばく露評価、影響評価を考慮したうえで短期および長期

的な貯留サイトの安全性の評価を行う。これには漏洩リスクや漏洩した場合の環境や人の健康への評価を含める。

d. 圧入するCO₂の性状

CCS 指令において、CO₂の地中貯留はCO₂流の地下の地層への貯留を伴う圧入として定義されており、CO₂流はCO₂回収プロセスの結果として生じる物質流として定義されている。さらに、CO₂流の基準が設けられており、CO₂流は極めて高い割合(overwhelmingly)のCO₂で構成されており、廃棄物またはその他の物質を処分目的で添加することはできない。なお、CO₂流には排出源や回収・圧入プロセスにおいて発生する付随物質が含まれる可能性があり、CO₂移動の監視および検証を容易にするために微量の物質をトレーサーとして添加する場合もある。その場合、すべての付随物質やトレーサーの濃度は、以下のレベルを下回る必要がある。

- 1) 貯留サイトまたは関連輸送設備の健全性に悪影響を及ぼすレベル
- 2) 環境および人の健康に重大なリスクを及ぼすレベル
- 3) 適用可能なEUの法令の要件に違反するレベル

なお、付随物質の濃度は排出源(石炭火力、セメント産業等)や回収プロセスの条件によって異なり、付随物質の種類(O₂、H₂S、NO_x等)によっても環境や人の健康へ及ぼす影響が異なるため、それらを考慮してCO₂流の組成や回収プロセスを決定する必要がある。

各加盟国による付随物質およびトレーサーの濃度基準の決定における考え方を図7.1-4に示す。

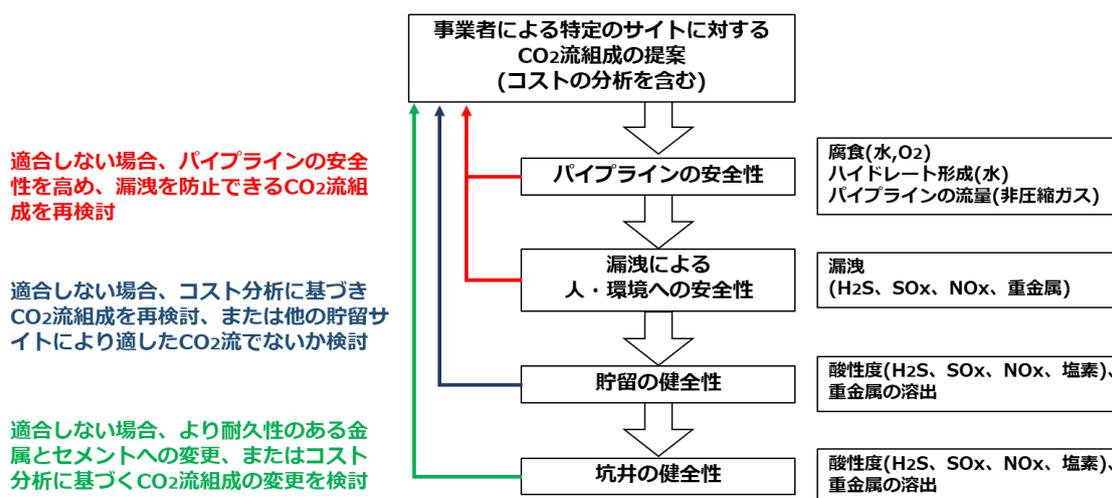


図 7.1-4 付随物質およびトレーサーの濃度基準の決定における考え方⁵⁾

e. モニタリングの要件

事業者は圧入施設、貯留コンプレックス（可能な場合はCO₂プルームを含める）、適切な箇所の周辺環境において以下の目的でモニタリングを行う必要がある。

- 1) 貯留サイト内のCO₂と地層水の実際の挙動とモデル計算による予測の比較
- 2) 重大な異常の検知
- 3) CO₂の移動の検知
- 4) 貯留コンプレックスからのCO₂の漏洩の検知
- 5) 周辺環境、特に飲料水、住民、または周辺生物圏に対する重大な影響の検知
- 6) 漏洩または重大な異常が生じた場合の是正措置の有効性の評価
- 7) 貯留コンプレックスの安全性と健全性の短期的および長期的な評価（CO₂が完全かつ恒久的に封じ込まれる見込みがあるかの評価も含む）

モニタリング計画を策定する際には、ベースライン、操業中、閉鎖後の各段階において以下の要件を満たす必要がある。

- 1) 以下の要素について継続的または定期的なモニタリングを行う。
 - 1-1) 圧入設備付近のCO₂の放出
 - 1-2) 圧入坑口におけるCO₂の流量
 - 1-3) 圧入坑口付近のCO₂の圧力と温度（質量流量を把握するため）
 - 1-4) 圧入CO₂流の化学分析
 - 1-5) 貯留層の温度と圧力（CO₂相の挙動と状態を把握するため）
- 2) 採用するモニタリング手法とそれを選定した理由
- 3) モニタリングを実施する場所およびその選定理由
- 4) モニタリングの頻度とその理由

CCS指令ではモニタリング項目の測定方法や用いる技術について上記項目以外の指定はないが、以下の要素を考慮し、ベストプラクティスに基づいたモニタリングを実施しなければならない。

- 1) 地下および地上におけるCO₂の存在、位置、移動経路を検出できる技術
- 2) CO₂流の圧力・体積の挙動および水平または垂直における飽和度の分布に関する情報を把握することが可能な技術（三次元シミュレーション改善のため）
- 3) （重大な異常が生じた場合やCO₂が貯留層外に移動した場合）従来は検知できなかった潜在的な漏出経路に関する情報が把握できるような広域モニタリング技術

モニタリング手法の選定に際して勘案すべき事項は以下のとおりである。

- 1) 手法の種類と CO₂ 貯留に関する適用性
- 2) 技術の成熟度
- 3) 直接的なモニタリング手法または間接的なモニタリング手法（大気中の CO₂ 濃度や水中の pH 等は直接的方法、リモートセンシング等は間接的な方法）
- 4) 調査対象（大気、水質、土壌、岩層、生物指標）
- 5) 検出限界、精度、再現性
- 6) 陸域、海域における使用可能性
- 7) サイトの特性（構造、鉱物学的物性、貯留サイトの深度、岩層の性質、自然植生、気候等）
- 8) モニタリングの実施頻度および空間的な分布
- 9) コスト

モニタリング計画はいかなる場合においても、少なくとも5年に一度更新する。更新の際には、漏洩のリスクの評価、環境および人の健康に対するリスクの評価、新たな科学的知識、利用可能な最良の技術（BAT：Best Available Technology）の改善を考慮する必要がある。

なお、輸送時・圧入時や貯留層からの CO₂ の漏洩は排出とみなされるため、モニタリング計画は、CCS 指令に加えて、欧州連合排出量取引制度（EU-ETS）とそのモニタリングおよび報告ガイドラインを満たす必要がある。

得られたモニタリング結果は管轄当局によって決定される頻度で、少なくとも年に1回は報告する必要がある、特に以下の要素を含めなければならない。

- 1) すべてのモニタリング結果（モニタリング手法に関する情報を含む）
- 2) 期間中に輸送および圧入された CO₂ 流の量と特性（CO₂ の性状を含む）
- 3) 財務的保証の導入と保持に関する証明
- 4) 貯留サイトにおける CO₂ に関する情報の中で管轄当局が許可条件に関連すると判断したその他の情報

f. サイト閉鎖の要件

貯留サイトは、以下のいずれかの場合に閉鎖する。

- 1) 貯留許可に記載されている関連条件が満たされた場合
- 2) 事業者から正当な根拠のある要求があり、管轄当局が許可した場合
- 3) 管轄当局が貯留許可を撤回した場合。なお、この場合のみモニタリングおよび是正措置、さらに、漏洩が生じた場合に必要な排出枠の決済のための移転

を行う義務を管轄当局が負うこととなる。ただし、それにかかる費用は、金融担保責任の履行を通じて、事業者から回収する。

貯留サイトの閉鎖から管轄当局への責任移転までの期間中におけるモニタリング、報告、是正措置の実施責任は事業者にある。さらに、貯留サイトの閉鎖および圧入設備の撤去の責任も事業者にある。

これらの義務は、事業者が策定したサイト閉鎖後の計画に基づき履行する。サイト閉鎖後のモニタリング計画は、操業中のモニタリングで収集およびモデル計算した情報に基づき策定する。なお、サイト閉鎖後の計画には以下の情報を含む必要がある。

- 1) 圧入停止後に撤去される地中および地上設備のリスト
- 2) 圧入停止後に坑井を撤去するためのプラグおよび廃棄計画
- 3) 閉鎖後の責任移転までの期間におけるモニタリング計画
- 4) 責任移転の時期を決定づける基準となるモニタリング項目
- 5) サイトの閉鎖と埋め立ての計画

g. 圧入後の責任移転

事業者は貯留サイトの閉鎖後、以下の条件を満たすことで法的義務の責任を加盟国の管轄当局へ移転することができる。

- 1) 利用可能な情報により、貯留されたCO₂が完全かつ恒久的に封じ込められることが示唆されていること。
- 2) 閉鎖後、管轄当局によって決定された期間が経過していること（この年数は原則20年以上でなければならない）
- 3) 財務的要件を満たしていること
- 4) サイトが閉鎖され、圧入設備が撤去されていること

上記の項目の中における「1)利用可能な情報により、貯留されたCO₂が完全かつ恒久的に封じ込められることが示唆されていること」は以下の条件を満たすことで証明される。

- 1) 圧入CO₂の実際の挙動がモデル計算により推定されるものと一致すること。
また、モデル計算に用いるパラメータの大幅な変更が少なくとも5年間は必要でないことで、今後も計算通りの挙動をとると予測されること。
- 2) 貯留サイトの閉鎖後、少なくとも10年間漏洩が確認されないこと。下記の項目を指標とする。
 - 2-1) 坑井の健全性試験

- 2-2) 圧入部位および貯留コンプレックスにおける圧力、温度、比抵抗のモニタリング
 - 2-3) 貯留コンプレックスの遮蔽層における圧力、温度、比抵抗のモニタリング
 - 2-4) 定期的な弾性波探査（適切且つモニタリング計画に含まれる場合）
 - 2-5) 地下水、土壌、大気のモニタリング
 - 2-6) 地球化学的試験
- 3) 貯留サイトが恒久的な安定に向かっていること。下記の項目を指標とする。
- 3-1) 構築したモデルが貯留コンプレックス内の CO₂ プルームの最終的な安定化を示唆する。（プルームが永続的に封じ込められ、将来の漏洩が予想されないこと）
 - 3-2) 主要なパラメータ（貯留コンプレックス内の圧力、プルームの動き、貯留コンプレックスと坑井の地球化学的な変動、坑井の建設および閉鎖に用いられる材料の健全性）は将来予測される安定値の範囲内にある。
 - 3-3) 主要パラメータの変動率が小さく、減少している。
 - 3-4) モデリングから算出される値はこれまでの履歴パラメータの信頼区間内にある。

管轄当局への責任移転時には、事業者は少なくとも 30 年間に想定されるモニタリング費用を賄えるだけの資金を各加盟国が定める方法に従って確保しなければならない。その資金は責任移転後に、管轄当局が CO₂ 貯留の完全かつ恒久的な封じ込めを確保する目的で発生する費用を賄うためにも用いられる。

責任移転後は管轄当局によってモニタリングおよび管理が行われるが、漏洩または重大な異常の確認が可能なレベルまで、モニタリングを緩和することができる。ただし、漏洩または重大な異常が確認された場合には、問題の範囲および是正措置の効果を評価するのに必要なレベルまでモニタリングを強化する。

原則、責任移転後は事業者から追加的な費用の回収はしない。ただし、事業者が過失または故意に過ちを犯した場合には、管轄当局は責任移転後であっても元事業者から費用を回収する。

④ 英国

a. 法体系

英国は EU 加盟国であったため、CCS 指令に基づき CCS の法整備がなされている。

英国内の海域におけるCO₂の貯留に関する規制、管理、許認可等については、主に以下の四つの規則により構成されている。4)は、2020年1月のEU離脱に伴い生じた条文の変更箇所についての読み替えを規定したものである。

1) Energy Act 2008

2) The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) Regulations 2010

(スコットランドにおいては、The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) (Scotland) Regulations 2011が適用される。)

3) The Storage of Carbon Dioxide (Termination of Licences) Regulations 2011

4) The Storage of Carbon Dioxide (Amendment and Power to Modify) (EU Exit) Regulations 2019

2016年に、ビジネス・エネルギー・産業戦略の国务長官から、石油・ガス上流事業規制機関(OGA: Oil and Gas Authority)にライセンス・貯留に係る許認可の権限が移管された。

土地の利用権利については、事業者はライセンスの申請に加えて、英国のクラウンエステート(英国の国有地を管理する資産管理団体)もしくはスコットランドの管轄機関¹から権利を取得する必要がある。

なお、英国のEU離脱後は、移行期間を経たのちにEUの規制・指令等が適用されなくなることも考えられるが、EU非加盟のノルウェーがCCS指令に準じた法律を運用していることを踏まえると、英国においてもCCSに関しては、CCS指令と同等の規制内容が維持される可能性が高いと考えられる。

b. 許可プロセス

英国においてCO₂の貯留許可を得るためには、まず貯留サイトの候補地を探索するためのライセンスを取得する。そのライセンスの申請範囲に基づき、貯留許可の申請・取得という流れになっている。

7. ライセンスの取得

CO₂貯留を目的とした、任意の場所の使用・環境の改変、それらの活動のための探査・施設を設置・維持するためにはライセンスの取得が求められている。事業者はライセンスの申請時に、探査期間(探査、貯留許可申請を行うまでの期間)を指定する。

¹英国における法体系は、「イングランド法」、「スコットランド法」、「北アイルランド法」に分かれており、スコットランド法に基づきCCSを実施する場合は、スコットランドが管轄当局になる。

探査期間を延長する場合は、ライセンスに基づく条件に従う。ライセンスは、貯留許可の申請をしていない、もしくは却下された場合、探査期間の満了とともに無効となる。

イ. 貯留許可の申請

ライセンス所有者は、ライセンスの付与条件に従っていること、ライセンスに探査期間が含まれている場合は、探査が完了していることを条件に貯留許可の申請を行うことができる。

貯留許可の申請に必要な情報は、以下のとおりである。

- 1) 事業者の名称および所在地
- 2) 貯留許可を付与するための条件を示したエビデンス
- 3) 貯留する CO₂に関する情報
 - 3-1) 圧入・貯留する CO₂の総量
 - 3-2) CO₂の供給源と輸送方法
 - 3-3) 圧入される CO₂の組成
 - 3-4) 圧入レートと圧入圧力
 - 3-5) 圧入施設の場所
- 4) 非常時における対処方法
- 5) CCS 指令 附属書 II に基づき策定されたモニタリング計画
- 6) 是正措置計画
- 7) 閉鎖後の計画案
- 8) 貯留サイトに関して提供する必要がある情報
- 9) 財務的保証に関する要求事項が、圧入開始前に実施されることの証明

なお、財務的保証に関する要求事項とは、以下のとおりである

- 1) 貯留許可の下に生じる事業者の責務に見合う金額を担保できること
- 2) 圧入開始までに財務的保証を有効にすること
- 3) ライセンスが効力を失うまで有効であること

管轄当局は、欧州委員会に許可申請書とその関連資料を、受領から 1 か月以内に送付することとなっている。

ウ. 貯留許可の付与

貯留許可の付与にあたり、事業者は以下の条件を満たすことが要求されている。

- 1) 貯留コンプレックスとその周辺地域の特性が十分に把握されていること。

- 2) 貯留コンプレックスが、他国の領土（海洋法に関する国際連合条約に基づく排他的経済水域や大陸棚を含む）を侵していないこと。
- 3) 環境への漏出や損害、人の健康に対する重大なリスクがないこと。
- 4) 事業者は以下の条件を満たすこと。

4-1) 技術的な適格性（環境マネジメントも含む）、財務的保証を有していること。

4-2) 専門的能力・技術開発プログラムとトレーニングを実施すること。

事業者は、貯留許可の申請時に、モニタリング計画、是正措置計画を提出し承認を得る必要がある。必要に応じて、管轄当局は提出された計画に対して修正を求めることができる。管轄当局は、貯留許可を付与する際は、その案を関連資料（許可申請時に送付していない場合）とともに欧州委員会に照会しなくてはならない。管轄当局は、貯留許可を付与する前に、CCS指令に基づく欧州委員会からの意見を検討する必要がある。

I. 貯留許可の見直し、変更

管轄当局は、事業者から提出された貯留サイトの運営計画等に関する変更について、必要に応じて貯留許可の変更と是正を求めることができる。

また以下の場合においても、管轄当局は貯留許可の変更もしくは取り消しを行うことができる。

- 1) CO₂の漏洩（もしくは漏洩リスク）、重大な異常が生じた場合
- 2) 貯留許可の付与要件おける違反が生じた場合
- 3) 貯留サイトの運営に影響を及ぼす科学的発見、技術開発が生じた場合
- 4) 貯留許可を付与して5年目、それ以降は10年毎に実施する貯留許可の見直しタイミング

II. 貯留許可の取り消し

貯留許可の取り消しを行った場合、管轄当局は、貯留サイトの閉鎖か、当該貯留サイトに係る新たなライセンス・貯留許可の申請かのいずれかを選択する必要がある。

貯留許可がない場合は、管轄当局は貯留サイトを閉鎖する必要がある。取り消された貯留許可に関するライセンスは引き続き有効であるが、別の貯留許可が付与された時点でそのライセンスは効力を失う。

貯留サイトが閉鎖、もしくは新しい貯留許可が付与されるまでの期間は、CO₂の受け入れ・圧入、モニタリング、是正措置等の事業者の責務は管轄当局が代行することになる。貯留サイトが閉鎖された場合は、管轄当局が貯留サイトを閉鎖し、圧入施設を撤去

しなければならない。管轄当局が代行した事業者の責務や貯留サイトの閉鎖に伴うコストは事業者が負担しなければならない。

c. サイト選定条件

サイト選定条件は、貯留許可の要件でも記載した通り、以下のように示されている。

- 1) 貯留コンプレックスとその周辺域の特性が十分に把握されていること。
- 2) 貯留コンプレックスが、他国の領土（海洋法に関する国際連合条約に基づく排他的経済水域や大陸棚を含む）を侵していないこと。
- 3) 環境への漏出や損害、人の健康に対する重大なリスクがないこと。

d. 圧入するCO₂の性状

英国のCCS関連法におけるCO₂流の定義は、CCS指令に準じている。極めて高い割合（overwhelmingly）のCO₂で構成されており、廃棄物やその他の物質を処分目的で添加することはできない。ただし、貯留サイト・輸送インフラ施設の適正な運用に悪影響を与える、もしくは、環境や人の健康に重大なリスクが生じないような濃度であることを条件に、回収・圧入プロセスで混入する付随物質もしくはトレーサー物質が含有してもよいとされている。

e. モニタリングの要件

事業者は貯留コンプレックスおよび圧入施設について、以下の項目についてモニタリングを実行しなければならない。

- 1) 貯留サイト内のCO₂と地層水の実際の挙動とモデル計算による予測との比較
- 2) 重大な異常の検知
- 3) CO₂の移動の検知
- 4) CO₂の漏洩の検知
- 5) 周辺環境（特に、飲料水、人の健康、周辺の生態系）に重大な悪影響を及ぼす事象の検知
- 6) 是正措置の有効性の評価
- 7) 貯留コンプレックスの安全性と健全性の短期的および長期的な評価（CO₂が完全かつ恒久的に封じ込まれているかの評価も含む）

モニタリング計画は、現行計画の承認から5年以内に、漏洩リスクに対する評価の変化、環境と人の健康へのリスクに対する評価の変化、新しい科学的知見と利用可能な最善の手法（BAT）の向上の観点を考慮に入れるため、見直しを行い、管轄当局の承認を

得なければならない。

f. サイト閉鎖の要件

事業者はサイトの閉鎖に際し、閉鎖後計画案を策定し、管轄当局の承認を得なければならない。閉鎖計画案は、貯留許可申請時に策定した案をベースにし、リスク分析、ベストプラクティス、技術の進歩を考慮しなければならない。管轄当局は、閉鎖後計画案を承認する際に、サイト閉鎖日からライセンス終了日までの最低限の期間（サイト閉鎖から20年以上）を設定する必要がある。ただし、貯留されたCO₂の封じ込めの健全性および恒久性を示すエビデンスの提示により、最低限の期間は短縮することができる。

事業者は、貯留サイトの閉鎖後、サイトを閉鎖し圧入施設を撤去しなければならない。また、貯留サイトが閉鎖してライセンスが終了するまでの間（少なくとも20年）、事業者は、貯留サイトのモニタリング、漏洩および重大な異常発生時の通知・報告、是正措置の実施義務を負わなければならない。

g. 圧入後の責任移転

貯留サイトの責任移転に際して、事業者は管轄当局に、ライセンスの終了申請を行う。ライセンスの終了に必要な責任移転の条件は以下のとおりである。

- 1) CO₂封じ込めの健全性および恒久性を示すエビデンスの提示
- 2) 最低限の期間が満了していること
- 3) 財務的保証が提出されていること
- 4) 貯留サイトの封じ込めと圧入施設の撤去が実施されていること
- 5) 石油業法に基づく廃棄プログラムを実施していること

申請には、貯留されたCO₂が完全かつ恒久的に封じ込められることを示した報告書を提出する必要がある。管轄当局は、終了通知案と関連資料を欧州委員会に送付する必要がある。

また、管轄当局は、事業者からの、責任移転後の予想コストに見合う十分な財務的保証の金額と形態を決めなければならない。管轄当局はCCS指令に基づき、附属書Iに示されている貯留コンプレックスとその周辺の特性把握・評価の基準やCO₂貯留の履歴に関する諸要素を考慮し、また少なくとも30年間に想定されるモニタリング費用を賄えるような、財務的保証の算定値を事業者に通知する。事業者はその通知に従い財務的保証を提出する。

管轄当局が発行する終了通知は、CCS指令に基づく欧州委員会の意見が反映されており、責任移転の条件に合致しているかどうかの判断がされていなければならない。責任移

転の条件が合致していない場合は、管轄当局は否認する旨とその理由を事業者に通知しなければならない。

管轄当局は、終了通知の発行後に、欧州委員会に終了通知を送付し、委員会の意見と乖離がある場合は、その理由を示さなければならない。

ライセンスの終了により、「モニタリング」「是正措置」「漏出による排出権の放棄」「環境への悪影響に対する予防と是正に関する環境賠償責任」に関する義務はライセンス所有者から管轄当局に移転される。管轄当局は、事業者に対して貯留サイトに関するすべての記録・データ等の情報を提供することを書面により要求することができる。

また、ライセンス終了前に漏出により生じた負債は管轄当局に移転される。ただし、事業者が清算済みの負債は移転の対象とはならない。管轄当局は、義務または負債の移転の結果として生じる費用のうち、事業者の過失（詐欺、またはデューデリジェンスの失敗も含む）によって生じたコストについては、事業者から回収することができる。

⑤ ノルウェー

a. 法体系

ノルウェーは、EUには非加盟であるが、欧州経済領域（EEA：European Economic Area）に所属している。そのため、EU-CCS指令を遵守する必要があり、ノルウェーは同指令に基づく国内法を制定することにより、CCSを規制している。CCS指令の国内法化は2014年12月に完了しており、主に以下の三つの規則の制定により、ノルウェーの国内法へ反映している。

- 1) Regulations relating to exploitation of subsea reservoirs on the continental shelf for storage of CO₂ and relating to transportation of CO₂ on the continental shelf（以下、「Storage Regulations」と称する。）
- 2) Regulations to Act relating to petroleum activities（以下、「Petroleum Regulations」と称する。）の新たな章「Chapter 4a：Storage of CO₂」
- 3) Pollution Regulationsの新たな章「Chapter 35：Storage of CO₂ in geological formations」

Storage RegulationsとPetroleum Regulationsは、石油・エネルギー省（Ministry of Petroleum and Energy）の所管であり、Pollution Regulationsは気候・環境省（Ministry of Climate and Environment）の所管である。

表 7.1-12 ノルウェーにおける CCS の規制

	油ガス開発に伴う CCS プロジェクト	それ以外の CCS プロジェクト
石油・エネルギー省	Petroleum Regulations, Chapter 4a Storage of CO ₂ (2014 年 12 月制定)	Storage Regulations (2014 年 12 月制定)
気候・環境省	Pollution Regulations, Chapter 35 Storage of CO ₂ in geological formations (2014 年 10 月制定)	

b. 許可プロセス

ノルウェーにおける海域での CO₂ 貯留には、Storage Regulations に基づき、プロジェクトの開発段階に応じて三つのライセンスが必要となる。具体的には、貯留サイトの特性把握のための「調査ライセンス (Survey License)」、貯留サイトの詳細な評価のための「探査ライセンス (Exploration License)」、CO₂ 貯留プロジェクトが貯留層を使用するための「開発ライセンス (Exploitation License)」が必要となる。なお、海底下の貯留層の所有権は国が有する。

さらに、Pollution Regulations に基づき、気候・環境省の下部機関であるノルウェー環境庁から「CO₂ の圧入および貯留のための許可」を得なければならない。Petroleum Regulations および Storage Regulations には、「CO₂ の圧入および貯留への同意 (Consent for injection and storage of CO₂)」を得ることが規定されており、これは Pollution Regulations に基づく「CO₂ の圧入および貯留のための許可」と一致するものとしている。

表 7.1-12 に示す通り、CO₂-EOR や天然ガス生産に伴う CCS は、Petroleum Regulations と Pollution Regulations に基づく許可の対象である。また、それ以外の CCS は、Storage Regulations と Pollution Regulations に基づく許可の対象となる。

7. 調査ライセンス

石油・エネルギー省は、事業者には「調査ライセンス」を付与することができる。調査ライセンスは、CO₂ 貯留のために海底下の貯留層を調査する権利を付与するものであるが、対象となるエリアを独占的に調査できる権利ではなく、これによって探査ライセンスや開発ライセンスの取得に有利になるものではない。調査ライセンスの有効期間は最

大3年間である。対象となるエリアは、原則、探査ライセンスおよび開発ライセンスの対象となっていないエリアである。調査ライセンスを得ることで、地質学、石油物理学、地球物理学、地球化学および地質工学的な活動を実施することができる。また、事前に認められた深さまでに限り、浅層掘削を実施することができる。

また、ライセンス取得者は以下に関する情報をノルウェー石油総局、ノルウェー漁業総局、ノルウェー海洋研究所、ノルウェー国防省に提供する。

- 1) 調査の時間、期間、正確な区域の情報
- 2) 調査で採用する手法
- 3) 使用する船舶
- 4) 調査結果の形式

イ. 探査ライセンス

「探査ライセンス」は、国王が付与することができ、探査活動に必要な財力、技術的能力、および、信頼性を有する者に付与される。探査ライセンスを取得した事業者は、独占的に探査する権利が与えられる。探査として、調査井掘削や圧入試験が可能となる。探査ライセンスの有効期間は、最大10年間である。

なお、後述のNorthern Lightsプロジェクトでは、探査ライセンスを取得しているので、調査ライセンスを経ずに取得することも可能であると考えられる。

ウ. 開発ライセンス

「開発ライセンス」は、国王が付与することができ、貯留サイトの操業と管理に必要な財力、技術的能力、地質学的適性、および、信頼性を有する者に付与される。対象とする貯留サイトにおいて、有効期間内である探査ライセンスを保持する者には、開発ライセンスが優先的に付与される。ただし、探査ライセンスの作業の完了、および、その他の条件すべてが満たされている場合に限る。

開発ライセンスは、指定される区域においてCO₂貯留を独占的に実施する権利を与える。開発ライセンスの有効期間は、付与の際に決定される。開発および貯留の終了期限を延長することはできるが、原則として、延長のための申請はライセンス満了日の5年前までに提出しなければならない。開発ライセンスを取得した事業者は、開発・操業計画を石油・エネルギー省に提出し、承認を得なければならない。また、開発・操業計画には、開発の詳細および影響評価を含む。開発の詳細の主な内容は以下のとおりである。

- 1) 貯留サイトおよび貯留コンプレックスの特性把握、ならびに安全性の評価

- 2) 圧入手法および貯留サイトの開発手法の説明（手法の選定基準を含む）
- 3) 技術、地質、貯留層に関する説明（CO₂の合計圧入量、CO₂排出源、輸送方法、圧入レート、圧力条件、圧入設備の位置を含む）
- 4) CO₂流の組成
- 5) 重大な異常の予防措置を含む、技術的対策の説明
- 6) 貯留サイト開発の計画、指揮、実行に関する情報を含む、管理システムに関する情報
- 7) 操業と保守に関する情報
- 8) 財務に関する情報
- 9) 他の適用対象となる法に基づき必要となる許可、承認、または同意に関する情報
- 10) 輸送設備に関する情報
- 11) 緊急時における技術的措置の説明
- 12) CO₂の圧入および貯留に重要なその他事項に関する情報
- 13) 現行の安全規則が求めるその他の情報
- 14) モニタリング計画案
- 15) 重大な異常発生時における是正措置の計画案
- 16) サイト閉鎖後の計画案
- 17) 財務保証またはその他の同等の役割を果たす文書
- 18) 貯留サイト閉鎖後の貯留設備の利用に関する情報

影響評価は、開発による商業や環境に対する影響を考慮し、予防措置および緩和措置を含める。影響評価に含める内容の例は、以下のとおりである。

- 1) 開発ライセンス取得事業者が検討した開発の代替策と選定した開発および圧入計画の実証
- 2) 重大な影響を受ける可能性のある環境要素の説明、および、開発と貯留による環境への影響を評価し検討する。これには以下を含む。
 - 2-1) 海洋および大気への排出に関する説明
 - 2-2) 開発により影響を受ける可能性のある有形資産および文化的人工物に関する説明
 - 2-3) 選定した技術的対策の効果に関する評価
 - 2-4) 選定した技術的対策の根拠として、環境基準および評価結果をどのように使用しているかを明確にする

2-5) 環境への重大な影響を防止、軽減、可能な場合には補償するために実行

可能かつ計画している対策に関する説明

- 3) 他の適用対象となる法に基づき必要となる許可、承認、または同意に関する評価
- 4) 貯留サイト閉鎖後の設備の利用に関する評価
- 5) 輸送設備または開発設備に関する評価
- 6) 緊急時における技術的措置の評価
- 7) 環境モニタリングの実施方法に関する評価
- 8) 以上の全項目の概要

開発が重大な越境環境影響を及ぼさないと予測される場合、影響評価の要件が、全体的または部分的に免除される場合がある。その場合には、石油・エネルギー省は許可する前に、免除する理由を欧州自由貿易連合（EFTA：European Free Trade Association）監視機関に通知する。

開発が重大な越境環境影響をもたらす可能性がある場合、石油・エネルギー省は、影響を受ける可能性のある国に、調査プログラムおよび開発・操業のための計画の承認の要件に関する情報を提出する。影響を受ける可能性のある国は、調査プログラムおよび影響評価に関する意見の表明等、影響評価プロセスに参加することができる。

I. CO₂の圧入および貯留のための許可

CO₂を地層へ圧入し貯留する者は、環境庁から許可を得なければならない。なお、海洋隔離に対しては、許可は認められない。許可は、以下の条件を満たす者に限り付与される。

- 1) 地層が貯留サイトとして適していること
- 2) 許可を申請する事業に重大なリスクが伴わないこと
- 3) 事業者は、財務的に健全で信頼性があり、事業者およびその従業員は必要な専門知識および技術的知識を有していること。
- 4) 水力学的に同じ地層内にある貯留サイト間にて相互の圧力の影響があっても、すべての要件を両方のサイトが満たすこと。

環境庁は、許可を付与した5年後、その後は少なくとも10年ごとに、許可を撤回または取り消す必要があるかどうかを評価する。以下の場合、環境庁は常に許可の撤回の必要があるかどうかを検討する。

- 1) 環境庁が、異常や漏洩の発生または危険性を認識したあるいはその通知が

あった場合

- 2) 環境庁が、許可要件が満たされていないことを認識したあるいはその通知があった場合

- 3) 新たな科学的知見または技術的進歩により、許可の撤回の必要性が示された場合

許可を取り消した場合、環境庁は新たな許可を付与するか、貯留サイトを閉鎖しなければならない。新たな許可を付与するまで、CO₂の受け入れ基準、モニタリング、是正措置、Climate Change Actに基づく排出量割当の提出に関するすべての法的義務は、一時的に国が負う。それにかかるすべての費用は、金融担保責任の履行を通じて、元事業者から回収する。

ホ. CO₂の圧入および貯留への同意

「CO₂の圧入および貯留への同意」はPollution Regulationsに基づく「CO₂の圧入および貯留のための許可」と一致する。漏洩または重大な異常の発生時には、石油・エネルギー省に通知する。「CO₂の圧入および貯留への同意」を取得するための要件は以下のとおりである。

- 1) 二つの規則のいずれか(Petroleum Regulations または Storage Regulations)の関連する要件すべてを満たしていること。
- 2) 貯留サイトを操業し管理するのに必要な財務力、技術力、信頼性を有しており、ライセンス取得事業者およびその組織としてのすべての品質要件を満たしていること。
- 3) 同じ地層内の貯留サイト間にて相互の圧力の影響がある場合、二つの規則いずれか(Petroleum Regulations または Storage Regulations)の関連する要件を、両方の貯留サイトが満たすことができること。

なお、財務的な保証としては、事業者が貯留サイトのモニタリングや報告に関する規制におけるすべての義務を果たせることを示す必要がある。

ノルウェーにおける実際のプロジェクトの事例としては、油ガス開発に伴うCCSプロジェクトであるSleipner および Snøhvit は、CCS 指令の制定に伴う Petroleum Regulations の改正前に許可を受けており、Pollution Regulations に基づく許可の更新が必要であったが、いずれも既に許可を更新している⁶⁾、⁷⁾。同国における初の油ガス開発以外のCCSプロジェクトであるNorthern Lights プロジェクトに関して、事業者であるEquinor が2019年1月にStorage Regulations に基づく探査ライセンスを取得

している⁸⁾。

c. サイト選定条件

海底下貯留層の貯留サイトとしての適性は、基準に基づく特性把握・評価によって決定する。重大な漏洩のリスク、および、人の健康または環境に被害を及ぼすリスクがない場合にのみ、貯留サイトとして選定される。

貯留サイトおよびその周辺の特性把握・評価のための基準は、以下に示すとおりである。なお、候補となる貯留サイトの特性把握・評価は、実施時点におけるベストプラクティスに準ずる。

7. データ収集

収集するデータは、貯留コンプレックスに関する以下の情報を含む。

- 1) 地質データと地球物理学的データ
- 2) 貯留層に関する計算 (CO₂ 圧入のための孔隙容積の計算と最大貯留可能量)
- 3) 地球化学データ (溶解速度、鉱物化速度)
- 4) 地質力学的データ (浸透率、破壊圧力)
- 5) 地震頻度
- 6) CO₂ にとって自然および人工の移動経路の存在と状態 (漏洩経路となる可能性のある坑井および裸抗を含む)

貯留コンプレックス周辺に関しては、以下の特性を示す。

- 1) 貯留コンプレックス周辺で、貯留サイトで CO₂ の貯留によって影響を受ける可能性のあるエリア
- 2) 貴重な天然資源との近接性
- 3) 貯留コンプレックス周辺での活動、およびこれらの活動との相互作用の可能性 (炭化水素の探査、生産、貯留、帯水層の地熱利用、地下水の貯留層の利用等)
- 4) CO₂ 源との距離 (合理的に貯留に利用可能な CO₂ の総量の推定を含む) および適切な輸送オプション

4. 圧入のための三次元地質モデルの構築

収集したデータを用いて、貯留コンプレックスの以下の特性を把握するための三次元地質モデルを構築する。

- 1) 物理的トラップの地質学的構造

- 2) 貯留層の上層の地層(遮蔽層、多孔質で透過性のある地層)およびその周辺の地層のジオメカニカルおよび地球化学的な特性、および、流動性
- 3) 亀裂および断層や天然および人工的な流体経路の存在に関する特性把握
- 4) 貯留コンプレックスの面積および垂直方向の範囲
- 5) 孔隙容量(孔隙率の分布を含む)
- 6) 元の地層流体の分布
- 7) その他関連する特性

ウ. 貯留の動的特性の把握・感度分析およびリスクの評価

構築した三次元地質モデルを用いて動的モデルを構築し、主に貯留コンプレックスからの漏洩に関する以下のようなリスク特性を評価する。なお、リスク評価には、不確実性の原因の評価も含める。

- 1) 漏洩経路
- 2) 漏洩経路からの漏洩の大きさ(流出速度)
- 3) 漏洩に影響する重大なパラメータ(最大貯留層内圧力、最大圧入速度、温度、地質モデルの条件変更に対する感度等)
- 4) 貯留による二次的影響(地層流体の移動、CO₂による新たな物質の生成等)
- 5) 人の健康や環境にリスクを及ぼす可能性のあるその他の要素(プロジェクトに関連する物理的構造等)

d. 圧入するCO₂の性状

ノルウェーにおけるCCS関連法におけるCO₂流の定義は、CCS指令に準じている。事業者は、主にCO₂で構成されるCO₂流のみを圧入、貯留することができる。廃棄物またはその他の物質を埋立処分目的でCO₂流に添加することはできない。ただし、CO₂流はその排出源、回収または圧入プロセスから様々な付随物質が含まれる可能性があり、CO₂の移動を監視する目的でトレーサーを添加することも可能である。なお、すべての付随物質および添加される物質の濃度は、貯留サイトまたは関連する輸送設備の健全性を損なう可能性があるレベルまたは重大なリスクを及ぼすレベル以下でなければならない。

e. モニタリングの要件

事業者は、圧入設備およびCO₂の放出を含む貯留コンプレックスのモニタリングを、以下の目的で実施する。

- 1) 貯留サイト内のCO₂と地層水の実際の挙動とモデル計算による予測との比較
- 2) 重大な異常の検知
- 3) CO₂の移動の検知
- 4) 貯留コンプレックスからのCO₂の漏洩の検知
- 5) 貯留コンプレックスの安全性と健全性の短期的および長期的な評価 (CO₂が完全かつ恒久的に封じ込まれているかの評価も含む)

必要な場合には、貯留コンプレックスの周辺も対象に、以下の目的が追加される。

- 1) 海洋または大気中へのCO₂の漏出の特定
- 2) 周辺環境、特に飲料水、住民、または周辺生物圏に対する重大な影響の特定
- 3) 実施した是正措置の効果の評価

モニタリング計画は、要件に従い策定し、少なくとも5年に一度更新する。モニタリング計画策定および更新の基準の概要を以下に示す。

モニタリング計画は、リスク評価に従い策定する。モニタリング計画には、ベースラインデータ、操業段階、サイト閉鎖後段階のすべての段階で実施するモニタリングプログラムに関する、以下の情報を含む。

- 1) モニタリングするパラメータには、常に以下の要素の継続的または定期的なモニタリングを含める。
 - 1-1) 圧入設備付近のCO₂の放出
 - 1-2) 圧入坑口付近のCO₂の体積流量
 - 1-3) 圧入坑口付近のCO₂の圧力と温度 (質量流量を把握するため)
 - 1-4) 圧入CO₂流の化学分析
 - 1-5) 貯留層の温度と圧力 (CO₂の相の挙動と状態を把握するため)
- 2) 採用するモニタリング手法とそれを選定した理由。なお、モニタリング手法の選定は、設計時におけるベストプラクティスに基づくものとする。
- 3) モニタリング (サンプル採取) を実施する場所およびその場所を選定した理由。
- 4) サンプル採取の頻度とその頻度とする理由。

モニタリングで得たデータは、収集、分析し、実際の挙動が予測と大幅に乖離している場合には、実際の挙動を反映するために三次元地質モデルを較正する。さらに、リスク評価 (上記c.を参照) も見直し、更新する。

CO₂排出源、漏洩経路、流速が変更となった場合、または、過去のデータと比較して特定された過去の評価との大幅な乖離が明らかとなった場合には、モデルを調整および

較正し、これに応じてモニタリング計画を更新する。

f. サイト閉鎖の要件

貯留サイトは、以下の場合に閉鎖する。

- 1) **Pollution Regulations** に基づく「CO₂の圧入および貯留のための許可」(および「CO₂の圧入および貯留への同意」)が認めたサイト閉鎖の条件に合致する場合。
- 2) 事業者からの申請に基づき、国王が操業停止に同意した場合。
- 3) 環境庁が許可の取り消しをした場合。この場合のみ、モニタリングおよび是正措置、さらに、漏洩が生じた場合に必要な排出枠の決済のための移転を行う義務を国が負うこととなる。ただし、それにかかる費用は、金融担保責任の履行を通じて、事業者から回収する。

貯留サイトの閉鎖から国(石油・エネルギー省)への責任移転までの期間中におけるモニタリング、報告、是正措置の実施の責任は、事業者にある。さらに、貯留サイトの閉鎖および圧入設備の撤去の責任も、事業者にある。

これらの義務は、事業者が策定したサイト閉鎖後の計画に基づき履行する。サイト閉鎖後のモニタリングは、操業中のモニタリングで収集およびモデル計算した情報に基づき策定する。

なお、サイト閉鎖計画の他に、圧入停止計画(**cessation plan**)が必要である。圧入停止計画に関する要件は以下のとおりである。

- 1) 事業者は、許可の失効または放棄、あるいは、圧入設備の利用を最終的に停止する前に、圧入停止計画を石油・エネルギー省へ提出する。
- 2) 圧入停止計画には、CO₂貯留の継続の提案、または、貯留サイトの閉鎖と圧入設備の廃棄に関する提案を含める。
- 3) 圧入停止計画には、「廃棄決定」を下すのに必要な情報と評価を含める。

g. 圧入後の責任移転

貯留サイトの閉鎖後、モニタリングおよび是正措置に関するすべての義務は国(石油・エネルギー省)へ移転される。ただし、以下の要件を満たすことが条件となっている。

- 1) 利用可能な情報が、貯留CO₂の完全かつ恒久的な封じ込めを示唆していること。事業者は、圧入CO₂の実際の挙動がモデル計算により推定されるものと一致すること、漏洩がないこと、貯留サイトが恒久的な安定に向かっていることを示せなければならない。

- 2) 原則、20年が経過していること。
- 3) 財務的要件を満たしていること。
- 4) 貯留サイトが確実に廃止され、圧入設備が撤去されていること。

責任移転後は、漏洩または重大な異常の確認が可能なレベルまで、モニタリングを緩和することができる。ただし、漏洩または重大な異常が確認された場合には、問題の範囲および是正措置の効果を評価するのに必要なレベルまで、モニタリングを強化する。

原則、責任移転後は事業者から追加的な費用の回収はしない。ただし、事業者が過失または故意に過ちを犯した場合には、国（石油・エネルギー省）は責任移転後であっても、元事業者から費用を回収する。

国王は、責任移転に対して補償金を支払うかどうか、またどの程度補償するかについて、拘束力をもって決定する。民間が所有する土地または海の領土にある施設が引き継がれる場合、補償は他の適用可能な規則に準じる範囲で支払われる。

(3) 各国の法規制の比較・考察

前節の調査結果を踏まえて、本節では各国の法規制の内容を比較するとともに、日本の海防法との比較・考察を行う。

① 各国の法規制の比較

今回調査対象とした各国の法規制は、いずれもCCSを対象とするものであるが、その制定の背景はそれぞれ異なる。調査対象とした項目についての共通点や違いについて、概要を表7.1-13のとおりまとめた。

表 7.1-13 各法律の規制内容の比較（要約版）

		米国	オーストラリア	EU	英国	ノルウェー
法体系	根拠法の目的	地下水保護	石油・ガス開発	CCS実施	石油・ガス開発	石油・ガス開発 または CCS実施
許可プロセス	探査許可	不要	要	要	要	要
	貯留許可	要	要	要	要	要

		米国	オーストラリア	EU	英国	ノルウェー
サイト選 定条件	選定の主 眼点	飲料水源 の保全	貯留層の 安定性	周辺環境・人の健康への悪影響防止		
圧入する CO ₂ の 性状	CO ₂ 濃度 および CO ₂ 以外 の物質の 扱い	CO ₂ 濃度 に関する 言及なし (付随物 質やト レーサー の含有は 許容)	「極めて高い割合 (overwhelmingly) の CO ₂ 濃 度」 定量的な基準はなし (付随物質やトレーサーの含有は許容)			
モニタリ ングの 要件	モニタリ ング計 画	貯留許可申請時に策定 (5年ごとに見直し)				
	要求事項	項目等を 規定	具体的な項目等の詳細な規定はない			
サイト閉 鎖の要件	閉鎖まで の期間	原則 50 年	5 年以内	サイト閉鎖の申請が承認され次第		
	閉鎖後のモ ニタリ ング	不要	連邦政府 が実施	事業者が実施		
圧入後の 責任移転	責任移転 の有無	無	有 (政 府)	有 (政府)		
	閉鎖後、移 転までの 期間	—	最低 15 年	原則 20 年		

a. 法体系

米国は、地下飲料水源保護を目的とした法律に CCS も対象とする形で加えたものである。オーストラリア、英国およびノルウェーは、石油ガス開発やエネルギーに関する法律を基としている。ただし、ノルウェーは、石油ガス開発以外の CO₂排出源による CCS の場合は、新たに制定された CCS のための法律によって規制される。EU の規制は、CCS のために新たに制定されたものである。しかし、EU の例でも、基本的な考え

方は石油ガス開発を踏襲している部分が多く、他の欧州諸国における規制と比較的近い内容になっている。

b. 許可プロセス

上述の背景のため、オーストラリア、欧州（EU、英国、ノルウェー）については、呼称や区分の数に違いはあるものの、石油ガス開発と同様に「探査」、「貯留」といったフェーズごとに許可を付与する形態となっている。一方、米国については、フェーズごとの許可概念はなく、CO₂貯留を目的とした坑井の掘削・圧入等についての許可を付与するという形態になっている。

c. サイト選定条件

サイト選定条件については、貯留サイトとその周辺の地質学的な特性を把握し、CO₂の圧入を行った場合の挙動等について分析を行うことにより、貯留層の健全性を示すという点では、各国の要件は概ね一致している。あえて違いを挙げると、米国では地下飲料水源の保護が主目的であるため貯留層よりも上位の帯水層への影響に着目しているのに対し、欧州は周辺環境または人の健康への悪影響の防止、オーストラリアは貯留層の安定性といったところに主眼が置かれている。

d. 圧入するCO₂の性状

圧入するCO₂の濃度については、米国は特に言及しておらず、排出源（発電所等）から回収したCO₂とし、付随物質やトレーサーの含有も認めている。オーストラリア、欧州（EU、英国、ノルウェー）はほぼ同様であり、「極めて高い割合（overwhelmingly）」のCO₂という表現であり、定量的には規定されていない。また、回収・輸送・圧入等のプロセスで混入する付随物質、トレーサーの含有に関しても許容されている。

e. モニタリングの要件

いずれの国においても、モニタリング計画は、貯留の許可申請時に策定し、5年毎に計画の見直しを行うこととなっている。米国では、モニタリングすべき項目や手法まで法律にて規定されているのに対し、その他の国の法律ではそこまで詳細には規定されていない。

f. サイト閉鎖の要件

米国では、サイト閉鎖が認められるまで圧入終了後原則50年間、管理・モニタリン

グの実施を要求されているのに対し、オーストラリアはサイト閉鎖まで圧入終了後最長5年間の管理が事業者に求められており、サイト閉鎖後のモニタリングは連邦政府が担うこととなっている。さらに欧州（EU、英国、ノルウェー）では、サイト閉鎖の申請が承認され次第サイトは閉鎖されるが、サイト閉鎖後から責任移転までの期間の管理およびモニタリングが事業者に要求されている。

g. 圧入後の責任移転

米国では、責任移転の考え方は存在せず、サイト閉鎖後であっても地下飲料水源への悪影響が生じた場合は、事業者が責任を負う。一方で、オーストラリアは原則15年、欧州（EU、英国、ノルウェー）は原則20年といったように、サイト閉鎖から特定の期間が経過した後に、一定の要件を満たせば、政府または管轄当局に責任を移転することが出来る。

各法律の規制内容の詳細を、表 7.1-14 にまとめた。

項目	米国	豪州	EU	英国	ノルウェー
<p>サイト閉鎖の要件</p>	<p>米国ではサイト閉鎖が認められるまで50年間、管理・モニタリングが認められる期間の管理・モニタリングが認められるまで50年間、許可申請時に審査した圧入後、最長50年間管理およびサイト閉鎖計画に基づき、最低50年間サイト閉鎖を行う必要がある。事業者が地下飲料水への危険が生じることがないことを証明できた場合、50年未満でもサイト閉鎖が承認される場合もある。</p>	<p>サイト閉鎖に関する計画は、圧入許可申請時に審査したサイト計画内に含まれ、予定する圧入停止の5年前には見直しが必要がある。圧入停止後、5年以内に管轄の連邦大臣がサイト閉鎖承認の可否を決定する。サイト閉鎖承認によりサイト閉鎖が承認され、連邦政府がモニタリング義務を負うことになる。</p>	<p>貯留サイトの閉鎖要件は、以下のいずれかに該当した場合である。 ① 貯留許可に記載されている条件が満たされた場合 ② 事業者から正当な根拠のある要求があり、管轄当局が許可した場合 ③ 管轄当局が貯留許可を撤回した場合 貯留サイトの設備の撤去、閉鎖から管轄当局までの責任移転までの期間中におけるモニタリング、報告、是正措置は、貯留許可申請時に審査したサイト閉鎖後の計画に基づき事業者が実施する。</p>	<p>EUと同じ。 基本的にはEUと同じ。 開発ライセンス申請時に審査したサイト閉鎖計画に基づき、サイト閉鎖を実施する。加えて圧入停止計画(CO₂貯留の継続または貯留サイトの閉鎖・圧入設備の廃棄に関する提案)を提出する必要がある。</p>	<p>EUと同じ。 基本的にはEUと同じ。 開発ライセンス申請時に審査したサイト閉鎖計画に基づき、サイト閉鎖を実施する。加えて圧入停止計画(CO₂貯留の継続または貯留サイトの閉鎖・圧入設備の廃棄に関する提案)を提出する必要がある。</p>
<p>圧入後の責任移転</p>	<p>米国では責任移転の考え方はなく、地下飲料水への影響に対する責任の移転はできない。 CO₂圧入に起因する地下飲料水への危険に対して是正措置が必要と判断された場合、事業者(坑井の所有者)が財務的責任を負わなければならない。</p>	<p>サイト閉鎖から最低18年が経過し、地層・地質構造、環境、人の健康への悪影響を身える重大なリスクがない等の条件を満たした場合、連邦政府への責任移転が認められる。</p>	<p>貯留されたCO₂が完全かつ恒久的に封じ込められること、貯留サイトの閉鎖から20年以上の経過(例外もあり)等の条件を満たした場合、管轄当局の裁量、もしくは事業者からの要求に基づき管轄当局に責任が移転される。 事業者は責任移転に際し、30年分のモニタリング費用に相当する額の財務的保証を提出する必要がある。</p>	<p>EUと同じ。 責任移転の条件として、石油業法に基づく廃棄プログラムの実施が追加されている。</p>	<p>貯留サイトの閉鎖後、原則20年が経過し、貯留CO₂が完全かつ恒久的に封じ込められることを示すことが出来れば、モニタリングおよび是正措置等に関する全ての義務は国へ移転される。責任移転に伴う補償金の有無、程度については国王が決定することとなっている。</p>

② 日本との比較

今回調査対象とした各国の法規制は、米国は地下飲料水源保護のための法律（環境法）であるが、それ以外の多くは石油ガス開発のための法律（事業法）であり、CCSを資源開発に近い行為として規制している。一方で、我が国におけるCCSを規制する法的枠組みは海防法であり、海防法は海洋汚染を防止し、海洋環境の保全を目的とした法律である。同法においてCCSは、CO₂を海底下に廃棄する行為とみなされ、他の廃棄物の海洋投棄と同様の枠組みが適用されており、他国の法規制とはCCSに対する見方が大きく異なる。本項においては、他国と比較して、現行の法規制の課題や改善策等について、CCS促進のための観点で整理を行う。

a. 法体系

上述のとおり、大きな違いとしては、多くが石油ガス開発のための事業法を基にしているのに対し、海防法は海洋環境の保全を目的としている環境法である点が挙げられる。事業法は事業を推進にするにあたって、一つの観点として環境への影響を考慮しているのに対し、環境法はそもそも環境への悪影響を防止するための法律であり、より厳格な基準が設定される傾向がある。一方で、米国は地下飲料水源の保護を目的としているため、地下水への影響に対する評価が厳しい点等、海防法と考え方が近い部分も一部存在する。

b. 許可プロセス

他国の規制は、石油ガス開発または井戸の掘削を対象としているため、探査や掘削、圧入といった行為は、その規制の中で許認可を取得する必要がある。一方で海防法は、本来は浚渫土砂等のように、廃棄物を海底下ではなく海洋に投棄する行為を規制する法律であるため、CCSのように海底下への廃棄（流体の圧入）に必要な要素を網羅できておらず、例えば、掘削等の行為に関する詳細な基準は存在しない。掘削等のCCSに関連する開発行為が実際に行われる際には、詳細な基準が存在する鉱業法や鉱山保安法といった国内の石油・ガス開発を規制する法律に従って行われることが想定されるが、現状の海防法では、これらは要求されていない。

今後、国内でCCSを推進していく観点では、CCSの探査や掘削等の行為が、鉱業権の設定されている区域で実施される可能性もあり、鉱業法と海防法の役割を整理し、棲み分けを明確にすることが必要であると考えられる。

c. サイト選定条件

他国の規制では、安全な貯留のために貯留層の健全性をはじめとする様々な条件が定められており、日本も同様である。ただしその目的は、石油ガス開発の一環であるか、米国のように具体的な保全対象が存在するかの二つに分かれる。日本の場合は、海洋汚染の防止という観点から後者に近いと考えられる。一方で、日本では地震が多く発生するため、海防法では将来の著しい地層の変動という不確実性の高いリスクについても考慮することが求められている。

さらに、他国には、CO₂-EORに活用できる油田や、CCSに活用できる枯渇油ガス田が存在する場合があります。これらに関しては過去の開発行為により得られた地層データが多く存在する。一方で、日本の貯留層の多くは帯水層であり、新たに地層データを取得する必要がある上に、不確実性が高いことから、新たなデータの取得が必要ない他国と比べて適地選定においてより多くの時間と労力が必要である。

将来の地層の変動性への対応や、適地を選定することの難易度を踏まえると、日本ではサイトの評価により多くのコストがかかると考えられる。CCSを進めていくためには、貯留サイトの選定という観点では、現状では特にインセンティブが存在しないため、国による事業環境の整備等の支援が不可欠であると考えられる。

d. 圧入するCO₂の性状

他国の規制では、圧入するCO₂に関する定量的な濃度基準や、CO₂回収方法に関する規制は確認されなかった。一方で、海防法では、海底下廃棄を行うCO₂は、アミン等を用いた化学吸収法で回収し、CO₂濃度が原則99%以上（水素製造の場合は98%以上）であることが求められている。さらに、付随物質の混入やトレーサーの付加については、他国では人の健康等への悪影響がない範囲で認められる場合が多い。しかし、海防法では不純物は濃度測定を求めているが、トレーサーの付加については特に言及はなく、他国のように明確に認められてはいない。

今後のCCS推進のためには、回収方法を限定せずに選択肢を増やす措置が必要と考えられる。また、モニタリングの選択肢を増やすという観点から、トレーサーの付加を可能とすることはモニタリングの効率化につながると考えられる。

e. モニタリングの要件

海防法のモニタリング要件の特徴としては、海水の化学的性状をモニタリング項目としている点が挙げられる。他国では、オーストラリアが海底への漏出モニタリングを、ノルウェーが必要な場合の海洋への漏出モニタリングを求めているが、手段については

特に規定はない。また、海防法では、弾性波探査を許可期間中(最大5年)に2回程度の頻度で実施することが求められているが、他国では頻度まで規定している事例は確認されなかった。

海洋への漏出を懸念して、海洋のモニタリングを求めている国はあるものの、自然変動が大きいいためか、海水の化学的性状をモニタリング項目として必須にしている事例は確認されなかった。偽陽性のリスクを考慮すると、海洋のモニタリングに関しては、センサーやソナー等を用いる方法など、評価手法の選択肢を増やすことも必要と考えられる。

f. サイト閉鎖の要件

海防法では、圧入井の閉鎖方法を許可申請時の実施計画に含むこととなっているが、それ以外の要件や許可はない。EUでは、サイト閉鎖に伴いモニタリング項目が変更される等の要件の見直しがあるが、海防法では、圧入したCO₂の数量や性状に関する一部のモニタリングは免除されるものの、地層内圧力や海水の性状といったモニタリングは継続することとされている。

サイトの閉鎖が適切に実施されることにより、一般的に漏出等のリスクは低減していくものであり、それに合わせて、適宜モニタリングの要件を見直すことが必要であると考えられる。さらに、現状のように無期限にモニタリングを実施し続けることは、事業者にとっては大きな参入障壁の一つとなると考えられる。

g. 圧入後の責任移転

海防法では圧入終了後の長期的責任の移転に関する記載はなく、事業者は圧入終了後も貯蔵(CO₂が地下に存在する状態)を継続するための許可申請を行うこととされている。一方で、EU、英国、ノルウェーはサイト閉鎖から20年間、オーストラリアは15年間のモニタリングの後に政府へ責任の移転が可能である例や、米国のようにサイト閉鎖後の50年間のモニタリングの後には、責任は事業者にあり続けるものの、モニタリングをはじめとする管理義務はなくなるといった例が存在する。

米国のように事業の終了後も事業者が責任を有する例や、日本の石油ガス開発における鉱業法のような事例も存在する。しかし、場合によっては、管理責任が千年規模の長期に渡ることや、CO₂削減は気候変動対策として公共の利益のために実施していることを鑑みると、国に責任を移転できるようなスキームとするのも一案である。そうすることによって、事業者にとっての出口が明確になり、リスク把握もできることから、参入障壁が低くなると考えられる。

【参考文献】

- 1) US EPA, Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Underground Injection Control UIC program Class VI Well Project Plan Development Guidance, p.3(2012)
- 2) US EPA, “US EPA UIC Permit Class VI, Permit Number: IL-115-6A-0001, Attachment E: Post-Injection Site Care and Site Closure Plan for ADM CCS#2 – Modified January 2017” (2017)
- 3) European Commission, Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide Guidance Document 1 CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework, p.8(2011)
- 4) European Commission, Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide Guidance Document 2 Characterisation of the Storage Complex, CO₂ Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures, p.6(2011)
- 5) European Commission, Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide Guidance Document 2 Characterisation of the Storage Complex, CO₂ Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures, p.60(2011)
- 6) Norwegian Environment Agency, Statoil Petroleum AS søker om lagring av CO₂ på Snøhvitfeltet (2013/5194), (ノルウェー語)
<https://tema.miljodirektoratet.no/no/Horinger/Petroleum/Statoil-Petroleum-AS-soker-om-lagring-av-CO2-pa-Snohvitfeltet-20135194/>
- 7) Norwegian Environment Agency, Statoil søker om fornyet lagring av CO₂ i Utsiraformasjonen (2013/4083) (ノルウェー語)
<http://tema.miljodirektoratet.no/no/Horinger/Petroleum/Statoil-soker-om-fornyet-lagring-av-CO2-i-Utsiraformasjonen-20134083/>
- 8) Norwegian Government, Exploitation permit for CO₂ storage on the Norwegian Continental Shelf,
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/exploitation-permit-for-co2-storage-on-the-norwegian-continental-shelf/id2625189/>

7.2 CCSのアカウンティングに関する調査

7.2.1 本調査の目的

海外における、二酸化炭素(CO₂)排出量およびCO₂削減量のアカウンティング(算定、その他取り扱い)に関する調査を実施し、苫小牧におけるCO₂回収・貯留(CCS)大規模実証試験の事業推進および今後の国内におけるCCSプロジェクトの策定に資することを目的とする。

7.2.2 各国のCO₂排出量およびCO₂削減量のアカウンティング手法の目的や特徴

本節では、現在国内外でCCSのアカウンティングに適用されている、または適用される可能性のあるCO₂排出量または削減量の算定手法を取り上げ、その目的と特徴について記載する。

アカウンティングとは、事業活動におけるCO₂または温室効果ガス(GHG)の出入りを算出することであり、大きく分けて排出量を算定するものと、削減量を算定するものに区分できる。前者としては、気候変動に関する政府間パネル(IPCC)のインベントリガイドライン、米国のGHG Reporting Programや欧州連合域内排出量取引制度

(EU-ETS)における算定、日本の温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度(SHK制度)等においてその手法が整備されている。一方後者は、クリーン開発メカニズム

(CDM)に代表されるように、削減に伴うクレジット取得が算定の主な目的であり、それぞれのクレジット制度に即した手法で算定することとなる。以下に、国内外の主な算定手法について、その目的や特徴を記載する(具体的なCCSの取り扱いについては、7.2.3節参照)。

(1) IPCC 2006年インベントリガイドライン(2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories)

気候変動に関する国際連合枠組条約(UNFCCC)に基づき、附属書I締約国は、温室効果ガスインベントリとして、国家温室効果ガスインベントリ報告書(NIR: National Inventory Report)と共通報告様式(CRF: Common Reporting Format)を毎年提出することが義務付けられている。IPCCの2006年インベントリガイドラインは、各締約国がUNFCCCに報告する温室効果ガスインベントリを推計するために使用することを目的に策定され、1996年のインベントリガイドラインおよび関連するガイダンス文書を更新する形で2006年に発行された。このガイドラインは、温室効果ガスの排出源および吸収源の 카테고리分類や、排出量および吸収量の算定のための手法を示しており、各締約国によるNIRやCRFの作成を支援するものである。

(2) 米国の GHG Reporting Program

米国の Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP) は、GHG に関するデータおよびその他の関連情報を連邦に報告することを義務付ける制度である。GHGRP 制度に関する要件は、連邦規則集 (Code of Federal Regulations : CFR) に記載されており、現在 47 のカテゴリーで構成されており、各カテゴリーは、排出源の種類別に排出量の定量化と報告に関する全般的なルールまたは特定のガイダンスを示している。

(3) EU-ETS

EU-ETS は、2005 年に世界で初めて導入された排出量取引制度であり、世界で最も規模の大きな制度の一つである。さらに、EU は、EU-ETS を互換性のある他の制度と連携することを目指している。

EU-ETS は、キャップアンドトレード形式を採用しており、「キャップ」、すなわち上限は、EU 内で強制的に参加となる施設から排出される可能性のある、特定の GHG の合計量に対して設定される。排出上限は制度運用期間の経過とともに減少するため、総排出量が減少する。すべての施設は、毎年、その排出量を報告する必要がある、それに相当する量の排出枠を返還しなければならない。上限内で、企業は排出枠を割り当てられる、または、購入する必要がある、余剰または不足の場合に、必要に応じて排出枠を交換できる。

定量化の要件は、EU-ETS の規則である Regulation on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions¹⁾ (MR 規則) に規定されている。

(4) SHK 制度

環境省および経済産業省は、地球温暖化対策の推進に関する法律に基づいて GHG の排出量を算定・報告・公表する SHK 制度についてのガイドラインを「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」としてまとめている。SHK 制度は 2006 年 4 月から施行され、対象となる事業者が排出量を自ら算定する事を通して排出実態を認識させるほか、公表する事で国民および事業者全般へ自主的取り組みを促す事等も目的としている。SHK 制度の対象となる GHG は京都議定書内での対象である CO₂、メタン (CH₄)、一酸化二窒素

(N₂O) および代替フロン 4 等ガス (ハイドロフルオロカーボン類 (HFC)、パーフルオロカーボン類 (HFC)、六ふつ化硫黄 (SF₆)、三ふつ化窒素 (NF₃)) であり、CO₂ に関しては、エネルギー起源と非エネルギー起源で分けられている。これらの GHG 排出量が算定の対象とされる期間は、CO₂、CH₄、N₂O が年度毎、HFC、PFC、SF₆、NF₃ は暦

年毎²である。

このマニュアルは SHK 制度の対象になるかの判断、および GHG 排出量の算定、それらの報告をする際に要求される項目の解説書としての使用が想定されている。

(5) CDM

CDM は京都議定書における制度の一つで、先進国である附属書 I 国が、CO₂ 排出量の削減目標がない非附属書 I 国（発展途上国）において CO₂ 排出量を削減するためのプロジェクトを実施した場合、その削減量の一部をクレジット（認証排出削減量、Certified Emission Reductions、以下「CER」と称する。）として附属書 I 国へ移転できる仕組みである。

CDM において CER を請求できるプロジェクトは限られており、風力やバイオマス等の再生可能エネルギーは認められている一方で原子力発電や森林破壊の未然防止等は含まれない等、同じ分野内の技術でも適格性で分けられている。

CCS プロジェクトは 2010 年 12 月のメキシコ カンクンにおける UNFCCC の第 16 回締約国会合（COP16）において、CCS の CDM としての適格性が認められ、翌 2011 年の COP17 において、その手続き等²⁾ が決定されている。

(6) カナダ・アルバータ州 CCS/EOR プロトコル

アルバータ州の排出オフセットプログラム「Alberta Emission Offset Program」における CCS および EOR プロジェクトが取得可能なクレジットは、「帯水層を対象とする CCS のための CO₂ 排出削減量の算定プロトコル」（CCS プロトコル）³⁾ および「EOR のための排出削減量の算定プロトコル」（EOR プロトコル）⁴⁾ に従い算定されている。これらのプロトコルは、それぞれ 2007 年および 2015 年にアルバータ州政府により策定された。このプロトコルが対象とするのは主に CO₂ であるが、他の GHG も算定と報告の対象に含まれている。

なお、この制度はクレジット付与のための算定を目的としているため、排出量ではなく、プロジェクトによる排出の削減量を定量化している。

(7) 米国・カリフォルニア州 LCFS の CCS プロトコル

カリフォルニア州の低炭素燃料基準（Low Carbon Fuel Standard : LCFS）は、2006

² 算定対象期間の違いについては、環境省ウェブサイトにより以下のとおり説明されている：温室効果ガスの把握は基本的に年度ベースに行うが、代替フロン等 4 ガス（HFC、PFC、SF₆、NF₂）は国際的にも国内の統計でも暦年での把握が通常であり、事業所でも暦年での把握が多いという実情を踏まえ、暦年とすることとした。

年の Global Warming Solutions Act に基づき、同州における燃料ミックスの多様化、石油依存度の低減、および GHG とその他の大気汚染物質の排出削減を目的として、2007 年に制定された制度である。LCFS は市場ベースの制度であり、カリフォルニア州で販売、供給、提供される輸送用燃料の年間炭素強度 (Carbon Intensity : CI) の基準を定めるものである。燃料の CI が基準より低い場合にはクレジットが発生し、基準より高い場合には不足分が課される。

2018 年の LCFS の改正により CCS プロトコルが新しく導入された。CCS プロトコルは、輸送用燃料の生産に関連する CO₂ の排出を削減する、または、CO₂ の大気直接回収 (DAC) を実施する CCS プロジェクトにより、LCFS のクレジットを取得するための要件を定めている。

7.2.3 各国の CO₂ 排出量および CO₂ 削減量のアカウンティングにおける CCS/EOR の取り扱い

(1) IPCC2006 年インベントリガイドライン

① 概要

IPCC2006 年インベントリガイドラインにおいて、CCS は主に「第 2 巻 エネルギー」の第 5 章において、32 ページにわたり取り扱われている。ガイドラインでは、CO₂ の回収、輸送、貯留の各段階における排出量の算定方法が示されているが、CO₂ の回収段階における排出量の算定方法については、以下のとおり CO₂ 排出源によって異なる項目に記載されている。

② 算定方法

インベントリでは、各国の国内で一年間に排出および除去されたすべての人為的な GHG を報告することとなっているため、間接的な排出³も報告に含めることとなっているが、CCS における排出量の算定手法には間接排出の算定までは含まれていない。ただし、CCS における間接的な排出のほとんどは、他のカテゴリーで計上されていると考えられる。例えば、CCS プロジェクトで使用する電力を得るために排出された CO₂ は、エネルギー業界からの排出に含まれるため、CCS からの排出には含まれていない。

IPCC の 2006 年インベントリガイドラインでは、GHG 排出の算定手法をその複雑さに応じて、Tier 1、Tier 2、Tier 3 の 3 段階に分けて示している。Tier 1 は燃料や活動に基づきあらかじめ定められたデフォルト値の排出係数を用いる方法であり、Tier 2 は国別に

³ 事業者が直接管理できない排出源からの排出を意味する。例えば、事業者が使用した輸入された電力、熱、蒸気の生産等による排出などを含む。

定めた排出係数を用いる方法である。一方で、Tier 3は、モニタリングの結果や直接計測等のサイトまたはプラント固有のデータ、および、サイト固有のモデル計算を用いる方法である。CCSは特定の排出係数を選定できるほど経験的データが得られていないため、通常はTier 3の方法が採用される。

a. CO₂回収段階における排出量の算定

CO₂の回収段階における排出量の算定方法は、CO₂排出源の性質によって個別に記載されているが、ここでは代表として、「第2章 固定燃焼」に詳述される、発電所を中心とする固定燃焼施設からのCO₂回収について記載する。

固定燃焼施設からのCO₂回収は、比較的新しい技術であるため、Tier 3によるプラント固有データを用いた報告が必要である。CO₂排出量は、以下の算定式に従い、燃料消費量から推定される排出量から計測した回収量を差し引いて推計する。

$$\text{Emissions}_s = \text{Production}_s - \text{Capture}_s$$

s = CO₂を回収する排出源のカテゴリー/サブカテゴリー

Capture_s = 回収されたCO₂の量 (計測量)

Production_s = 回収がない場合の推定排出量

Emissions_s = 排出源のカテゴリー/サブカテゴリーで報告する排出量

b. CO₂の輸送段階における排出量の算定

CO₂の輸送における散逸排出を定量化する方法は、「第2巻エネルギー」の第5章に含まれている。CO₂のパイプライン輸送については、利用可能なデータが不足しているため、天然ガスパイプライン輸送のデータに基づきTier 1の排出係数が利用できるとしている。CO₂のパイプライン輸送で用いることができる排出係数のデフォルト値を、表7.2-1に示す。さらに、設備の数や種類と設備固有の排出係数に基づくTier 3の方法でも実施することができるとしている。船舶輸送の場合には、排出係数のデフォルト値は存在しない。そのため、揚げ降ろし時に流量計によりCO₂の量を計測し、その損失分を報告するTier 3の方法が示されている。

表 7.2-1 CO₂回収サイトから最終貯留サイトへのパイプライン輸送における Tier 1 排出係数のデフォルト値

排出源	値			不確実性	測定単位
	低い	中程度	高い		
CO ₂ パイプライン輸送による散逸排出量	0.00014	0.0014	0.014	±2%	輸送パイプライン 1 km、1年あたりの ギガグラム (Gg)

c. CO₂の貯留段階における排出量の算定

CO₂の地中貯留層からの漏洩の推定には、CO₂貯留の長いタイムスケールを考慮し、サイト固有である Tier 3の方法が示されている。圧入されたCO₂の長期的な動態を理解するために、漏洩経路を介して大気または海底に放出される可能性を評価し、すべての散逸排出を計測するとしている。この方法には以下が必要となる。

- a) 地質学的環境と適切な操業により、貯留の安全性がどのように確保されるかを示すため、数値モデルを含む、貯留サイトおよび周辺の地層の地質の綿密な特性把握
- b) CO₂の貯留層への圧入と貯留システムの将来の挙動のモデリング
- c) 貯留システムのモニタリング
- d) モニタリング結果を用いた貯留システムのモデルの検証および/または更新

なお、CCSプロジェクトからの排出量の報告に対する時間的な期限は設定されていないため、各締約国は、CCSのサイト閉鎖後も永続的に、国内で発生するすべての排出量を報告する必要があることも明記されている。

(2) 米国 GHG Reporting Program

① 概要

米国のGHGRP制度では、CO₂の回収、圧入、貯留のそれぞれを対象とするカテゴリーがある。ただし、CO₂の輸送を対象とするカテゴリーはない。なお、GHGRP制度の対象となる事業者は、主に年間25,000トン以上のGHGを排出および供給する施設であるが、CO₂の回収、圧入、貯留に該当するカテゴリーでは、GHGではなくCO₂のみを対象としており、さらに、いかなる量のCO₂であっても報告の対象となる。

② 算定方法

a. PP カテゴリー（主にCO₂の回収量）

GHGRP 制度において主に CO₂回収を対象とするカテゴリーは、PP カテゴリーである。PP カテゴリーは、「CO₂の供給者」を対象としており、商業目的または貯留を目的として供給するために CO₂を回収する施設等が含まれる。なお、このカテゴリーは供給量に注目しているため、CO₂の利用や貯留等は含まれない。

PP カテゴリーで報告するのは、生産工程において回収された CO₂の量、CO₂生産井から採取された CO₂の量である。この他、輸入および輸出された CO₂の量も対象となる。また、散逸排出については、他のカテゴリーで報告することとなっている。

PP カテゴリーにおける算定方法は、質量流量計または体積流量計のデータに基づく式を用いて、それぞれの場所で四半期（3 か月ごと）および一年間に回収された CO₂の量を算定し、施設ごとに合計するものである。

b. UU カテゴリー（CO₂ 圧入量）

UU カテゴリーは、地下へ圧入される CO₂を対象とするが、後述の RR カテゴリーに該当するものは UU カテゴリーでは報告できない。そのため、CO₂-EOR 等の目的で実施される CO₂圧入が中心となる（UU カテゴリーと RR カテゴリーの違いに関する詳細は、表 7.2-29 を参照）。UU カテゴリーで報告する必要があるのは、圧入のために供給された CO₂の量のみである。

UU カテゴリーにおける算定方法は、質量流量計または体積流量計のデータに基づく式を用いて、それぞれの場所で四半期（3 か月ごと）に収集された CO₂の量のデータから年間総量を計算するものである。

c. RR カテゴリー（CO₂ 貯留量）

RR カテゴリーは、長期貯留を目的として地下へ圧入される CO₂が対象となる。そのため、EOR を実施する場合であっても、長期貯留を目的としている場合には、このカテゴリーに該当する（UU カテゴリーと RR カテゴリーの違いに関する詳細は、表 7.2-29）。RR カテゴリーで報告する必要があるのは以下の項目である。ここでは代表として、一年間に地中貯留された CO₂量を求める算定方法を示す。

- 1) 供給された CO₂の量
- 2) 圧入された CO₂の量
- 3) 生産された CO₂の量

- 4) 地表から漏洩した CO₂ の量
- 5) 圧入流量計と圧入井の坑口の間にある地上の機器からの漏洩と放出による CO₂ 排出量
- 6) 生産流量計と生産井の坑口の間にある地上の機器からの漏洩と放出による CO₂ 排出量
- 7) 地下の地層に貯留された CO₂ の量
- 8) 地下の地層に貯留された CO₂ の累積質量

一年間に地下の地層で貯留される CO₂ の量は、一年間に圧入された CO₂ 量の合計から地表から漏洩した CO₂ の総量と、機器からの漏洩により排出された CO₂ の総量を差し引いて計算される。

7. 石油または天然ガス等を生産している場合

石油または天然ガス等を積極的に生産している場合には、以下の式を用いて算定する。

$$CO_2 = CO_{2I} - CO_{2P} - CO_{2E} - CO_{2FI} - CO_{2FP}$$

CO₂ = 報告年の一年間に施設で地下の地層に貯留された CO₂ の総量 (t)

CO_{2I} = 報告年の一年間にこのカテゴリの坑井に圧入された CO₂ の総量 (t)

CO_{2P} = 報告年の一年間に生産された CO₂ の総量 (t)

CO_{2E} = 報告年の一年間に地表から漏洩した CO₂ の総量 (t)

CO_{2FI} = 機器からの漏洩による CO₂ 排出量と、圧入量を計測するための流量計と圧入井の坑口の上に設置された機器からの放出の一年間の合計 (t)

CO_{2FP} = 機器からの漏洩による CO₂ 排出量と、生産量を計測するための流量計と生産井の坑口の上に設置された機器からの放出の一年間の合計 (t)

EOR が実施される場合、リサイクルループ内の流体も同様に計測され、CO₂ 流のダブルカウントを避けながら、集計に組み込まれる。

4. 石油または天然ガス等を生産していない場合

石油または天然ガス等を積極的に生産していない場合、以下の式を用いて算定する。

$$CO_2 = CO_{2I} - CO_{2E} - CO_{2FI}$$

CO₂ = 報告年の一年間に施設で地下の地層に貯留された CO₂ の総量 (t)

CO_{2I} = 報告年の一年間にこのカテゴリの坑井に圧入された CO₂ の総量 (t)

CO_{2E} = 報告年の一年間に地表から漏洩した CO₂ の総量 (t)

CO_{2FI} = 機器からの漏洩による CO₂ 排出量と、圧入量を計測するための流量計と圧入

井の坑口の間設置された機器からの放出の一年間の合計 (t)

(3) EU-ETS

① 概要

EU-ETSは、2013年～2020年の第3フェーズにおいて、CCSを含む新しいセクターを導入した。EU-ETSのCCSの定量化要件の特徴は、事業者によるベースラインの設定や算定の必要がないことである。CCSのインセンティブは、貯留したCO₂により、排出枠を返還する必要がなくなることから生じる。ただし、回収、輸送および貯留に関連する特定の排出は報告する必要があり、それに相当する量の排出枠は返還しなければならない。CCS関連の活動について報告が求められるのは、CO₂の排出のみであり、その定量化の要件は、EU-ETSの規則であるMR規則に規定されている。MR規則のAnnex IVの§ 21にCO₂回収段階における排出量の算定方法、§ 22にCO₂のパイプライン輸送における排出量の算定方法、そして§ 23にCO₂の貯留段階における排出量の算定方法が示されている。

② 算定方法

a. CO₂回収段階における排出量の算定

CO₂を回収する事業者は、CO₂回収段階における排出量の算定の際には、少なくとも以下のCO₂排出源を考慮しなければならない。

- 1) 漏洩等により輸送の段階へ進めなかったCO₂
 - 2) CO₂回収に関連する施設における燃料や資材の燃焼およびその他の関連活動
- CO₂回収段階における排出量の算定には、以下の式を用いる。

$$E_{\text{capture installation}} = T_{\text{input}} + E_{\text{without capture}} - T_{\text{for storage}}$$

$E_{\text{capture installation}}$ = CO₂回収施設からのCO₂排出量の合計

T_{input} = 回収施設に移行したCO₂の量 (漏洩等により輸送の段階へ進めなかったCO₂)

$E_{\text{without capture}}$ = CO₂が回収されなかったと仮定した場合の排出量

$T_{\text{for storage}}$ = 回収され輸送段階または貯留サイトへ移行したCO₂の量

CO₂回収施設から移行するCO₂の量や漏洩等により輸送段階へ進めないCO₂の量は、連続測定システムによって決定しなければならない。

b. CO₂の輸送段階における排出量の算定

EU-ETSでは、パイプラインによるCO₂輸送からのGHGのモニタリングと報告に、

昇圧設備やヒーター等、輸送ネットワークに接続されたすべての補助設備を含める必要がある。CO₂の輸送段階における排出量の算定は、以下のいずれかの方法で実施することとしている。

7. CO₂流のインプットとアウトプットの収支

パイプラインにおけるCO₂流のインプットとアウトプットの収支を用いる場合には、以下の式⁴に基づき排出量を算定する。

$$\text{Emissions} = \text{Eown activity} + \sum_t T_{IN,i} - \sum_j T_{OUT,j}$$

Emissions = 輸送ネットワークのCO₂排出量の合計 (t)

Eown activity = 輸送ネットワーク自体からの排出。これには、昇圧設備で使用される燃料からの排出を含む。輸送されるCO₂に起因する排出ではない。

T_{IN,i} = 入口 (i) から輸送ネットワークに移行したCO₂の量

T_{OUT,j} = 出口 (j) から輸送ネットワークを出たCO₂の量

4. 排出源の個別モニタリング

パイプラインの排出源をモニタリングする場合には、以下の式に基づき排出量を算定する。この方法を選択した場合、事業者は、輸送ネットワークの年間排出量の不確実性が7.5%を超えないことを実証しなければならない。

$$\text{Emissions} = \text{CO}_2 \text{ fugitive} + \text{CO}_2 \text{ vented} + \text{CO}_2 \text{ leakage events} + \text{CO}_2 \text{ installations}$$

Emissions = 輸送ネットワークからのCO₂排出量の合計 (t)

CO₂ fugitive = 輸送ネットワークからのCO₂の散逸排出の量 (t)

CO₂ vented = 輸送ネットワークからのCO₂の放出による排出の量 (t)

CO₂ leakage events = 輸送ネットワークの不具合により漏洩したCO₂の量 (t)

CO₂ installations = 輸送ネットワークのパイプラインに接続される補助機器で燃焼またはその他のプロセスにより排出されるCO₂の量 (t)

c. CO₂の貯留段階における排出量の算定

貯留コンプレックスから漏洩が特定され、CO₂の大気中への排出または水柱 (water column) への放出につながる場合は、その漏洩を排出とみなし、その排出をモニタリングおよび報告しなければならない。漏洩に対する是正措置を講じて、その結果が確認されるまで、定量化および報告が必要となる。なお、CO₂貯留における定量化では、他の

⁴ 原文のまま引用。式中、右辺のΣT_{IN,i}の変数が「t」となっているが、「i」の誤植と考えられる。

施設から受け取ったCO₂を排出量に追加してはならず、また、貯留サイトに貯留、または、他の施設に移行したCO₂を排出量から差し引いてはならない。

7. 圧入作業から放出および散逸排出した量の算定

圧入作業から放出および散逸排出した量の算定は、主に計測に基づくものとしている。なお、圧入作業から放出した量については、計測に基づく手法のコストが合理的でないほど高い場合には、モニタリング計画に含むベストプラクティスに基づく他の方法でも良いとしている。

イ. CO₂-EOR 操業から放出および散逸排出した量の算定

CO₂-EOR 操業から放出および散逸排出した量の算定には、追加的に以下をモニタリングする。

- 1) 散逸排出が発生する可能性のある油ガス分離装置とガスリサイクルプラント
- 2) フレアスタック（連続ポジティブパージシステムの適用により、油ガス生産設備の減圧中に排出が生じる可能性がある）
- 3) 高濃度のCO₂がフレアを消滅させないようにするCO₂パージシステム

ウ. 貯留コンプレックスからの漏洩による排出量の算定

貯留コンプレックスからの漏洩による排出量は、モニタリングによる計測に基づき定量化し、報告期間における不確実性は最大7.5%とする。

(4) SHK 制度

① 概要

SHK 制度におけるCO₂の排出量算定の対象者は、エネルギー起源CO₂の排出では特定事業所排出者と特定輸送排出者に分けられる。特定事業所排出者とは全ての事業所のエネルギー使用量合計が石油換算で1,500 kL/年以上の事業者であり、特定輸送排出者についてはエネルギーの使用の合理化等に関する法律によって別途規定されている。非エネルギー起源CO₂排出に関しては、各GHG排出量の全事業所の合計がCO₂換算で3,000 t以上であること、および事業者全体で常時使用する従業員の数が21人以上であることがSHK制度の対象となる条件である。

② 算定方法

回収に関しては例えばアンモニア製造過程において、発生したCO₂を他者へ供給する場合、供給量は算定の対象にならないとの記述がある。

一方で、エネルギー起源および非エネルギー起源排出活動項目においてCO₂の貯留に関する項目はない。

(5) CDM

① 概要

7.2.2項で述べた通り、CCSプロジェクトは2010年のCOP16において、CDMとしての適格性が認められた。続いて翌2011年のCOP17において「クリーン開発メカニズムのプロジェクト活動としてのCO₂の回収及び地層貯留に関する様式と手続き」⁵⁾が決定され、CER発行に関しての規定が示された。クレジット期間の中で提出された認証報告書は、その検証期間での検証済み削減量に対してCERの発行を求めるものとされ、理事会による認証報告書の検証が終了した際にCERが発行される。この際発行したCERの5%はプロジェクト実施者の口座ではなくリザーブ口座へ移され、貯留したCO₂の漏出量が超過した場合、この超過分の計上に使用される。

CCSに関しては回収および処理施設、パイプラインや輸送設備、圧入前の貯留タンク等、すべての地上要素が算定対象として含められ、プロジェクトアセスメントから圧入終了後までのライフサイクルアセスメントを通して排出量を定量化している。

CERの対象となるためにはプロジェクト設計文書を事前に登録する必要がある、CCS活動に沿ったベースラインの設定やモニタリング活動の詳細等の情報が要求される。プロジェクト登録後、クレジット期間中に理事会へ提出される認証報告書によってCERが発行される仕組みとなっており、GHG排出量および削減量の詳しい算定方法はISO 14064-2:2006 (GHG排出量のモニタリング、報告、検証等についてのISO規格)を参考としている。CDM制度では、CCS活動からの直接的および間接的GHG排出量が定量化されるほか、プロジェクト活動による経済的影響によって排出されたGHGも考慮すべきとなっている。なお、この排出量はCDM内では漏出(Leakage)と呼ばれるが、貯留サイトからの物理的な漏出とは異なる意味で使われている。

この制度においては恒久性が重視されており、CCSプロジェクトでは圧入活動開始前からモニタリングを行いベースラインデータを収集し、圧入活動終了後最低20年のモニタリングが必須となっている。10年間一度も漏出が確認されず、さらにそれまでのモニタリング結果から今後漏出が発生しえない事を証明できる場合のみプロジェクト終了となる。

② 算定方法

CDMではベースラインシナリオにおける排出量と実際の排出量の差を削減量として、クレジット期間をいくつかに分けた一定の期間単位yについて算出している。算出の際に

使用される式は以下の通りである。

$$ER_y = Be_y - PE_y$$

ER_y = 期間 y 中の削減量

Be_y = 期間 y 中のベースライン排出量

PE_y = 期間 y 中のプロジェクトでの排出量

なお、ここで用いられている式は前出の ISO 14064-2:2006 を参考にしており、詳細が同 ISO 基準にて確認できる。

この際に必要になるベースライン排出量とは、CCS 活動を実施しなかった場合の排出であり、プロジェクト排出量と共に ISO 14064-2:2006 にて記載がある。ベースライン排出量を算出する際は、以下の情報が重要になる。

- 1) GHG 排出源や貯留層等を含めたプロジェクトの詳細
- 2) 当該プロジェクトと同じ程度の削減量を出している他のプロジェクトにて用いられている手法や技術等
- 3) データの入手可能性、信頼性および制限
- 4) その他、プロジェクトの将来性に関係のある政策、技術、経済、社会、環境、地理的な情報やそれらに関する予測

ここでの予測はベースラインを算出する際に過剰な数値にならないよう、保守的なものが要求される。地層貯留サイトのベースライン情報として要求される情報は地質学的情報、地球物理学的情報、地質工学的情報、地球化学的情報、水文地質学的情報等が挙げられる。さらに、算出の際に使用される排出源や貯留層に関しては定期的なモニタリングや予測が要求され、算出に含まれなかった排出源等については、含まれない理由も必要となる。

(6) アルバータ州 CCS/EOR プロトコル

① 概要

アルバータ州の CCS プロトコルおよび EOR プロトコルでは、考えられるすべての排出源と吸収源がリストアップされ、プロジェクトの実施により影響されるかどうかによって、算定に含めるか、含めないかが検討されている。ベースラインとプロジェクトを実施している状態で比較し、変化しないと予想される排出源や吸収源は、定量化の対象から除外されている。反対に、プロジェクトを実施した結果、大幅に増加または減少する排出量は定量化の対象として含めなければならない。

② 算定手法

CCSプロジェクトによる排出削減量の算定は、ベースラインとなる「圧入したCO₂の量」から「プロジェクトによる排出量」を差し引いて定量化される。定量化に際し、回収、輸送、貯留の段階による区別はされていない。

ベースラインは、圧入したCO₂の量を圧入井坑口で計測して求める。プロジェクトによる排出量は、圧入井サイトでの放出と散逸排出、地下から大気中への漏洩、およびフルチェーンCCSにおけるすべての重大な間接排出のすべてを考慮し計算される。排出量の定量化は、計算による排出量の推定およびモニタリング結果に基づいて実施される。なお、モニタリングは承認された計画に基づいて実施される。

EORプロジェクトによる排出削減量の算定は、ベースラインとなる「EORを実施しない状態での排出量」から「EORを実施している状態での排出量」を差し引いて定量化される。定量化に際し、回収、輸送、貯留の段階による区別はされていない。

EORのためのCO₂回収の対象となる排出源は、油ガス生産または他の産業の2種類に分類される。油ガス生産では、CO₂回収のための燃料消費、原料ガスの回収におけるフレアと放出、原料ガスの輸送と処理がベースライン条件に含まれる。圧入ガスの輸送と圧入における燃料消費、および圧入サイトでのフレアと放出は、排出源の種類に関係なくベースラインとプロジェクト条件で計上される。なお、散逸排出と電力使用は計上されない。再循環されたCO₂が、再圧入されなかった場合には排出として計上される。

ベースライン条件（EORを実施しない状態）での排出量は、利用可能なデータを用いて、計算により推定される。また、EORを実施している状態での排出量は、CCSプロトコルと同様に、計算による排出量の推定、および、モニタリング結果に基づいて実施される。モニタリングは承認された計画に基づいて実施される。

(7) カリフォルニア州 LCFS の CCS プロトコル

① 概要

LCFSのクレジット取得の対象となる、すなわちCCSプロトコルの対象となるCCSプロジェクトは、主に以下の4つに分けることができる。ただし、CO₂の貯留は陸域（帯水層、廃油ガス田、またはCO₂-EORを実施する油ガス田）で実施されることが条件となる。

- 1) DACプロジェクト
- 2) 油ガス生産に伴うCCSプロジェクト
- 3) 天然ガス精製に伴うCCSプロジェクト

4) その他すべてのCCSプロジェクト(例:エタノール生産に伴うCCS等)

② 取得クレジットの算定

取得できるクレジットの計算方法は、プロジェクトベース手法と燃料パスウェイ手法の2つがある。プロジェクトベース手法では、プロジェクトで削減したCO₂排出量そのままクレジット数に反映される。燃料パスウェイ手法では、クレジットを請求するためにCIのスコアを計算する必要がある。なお、燃料パスウェイ手法で申請する場合には、CIを維持するために、最低圧入量を維持する必要がある。また、CO₂回収が実施されない状況に対応するため、CCSを実施しない燃料パスウェイの承認も得る必要がある。

プロジェクトベース手法:

$$\text{クレジット数 (t-CO}_2\text{)} = \text{プロジェクトによる GHG 排出削減量}$$

燃料パスウェイ手法:

$$\text{クレジット数 (t-CO}_2\text{)} = (\text{基準の CI} - \text{燃料の CI}) \times \text{エネルギー経済比} \times \text{換算係数}$$

なお、クレジットの計算方法は、プロジェクトの種類により、制限されている場合がある。例えば、DACプロジェクト、油ガス生産に伴うCCSプロジェクト、天然ガス精製に伴うCCSプロジェクトはプロジェクトベース手法に従う必要がある。その他すべてのCCSプロジェクトは、プロジェクトベース手法または燃料パスウェイ手法のどちらでも計算することが可能である。

(8) まとめ

前節までに取り上げたアカウンティング手法について、その特徴を表7.2-2にまとめた。

表 7.2-2 各アカウンティング手法の特徴

アカウンティング手法	IPCC インベントリガイドライン	米国 EPA GHGRP	EU-ETS	SHK 制度 (貯留に関する記載なし)	CDM	アルバータ州 CCS/EOR プロトコル	カリフォルニア州 CCS プロトコル
アカウンティング単位	国家	プロジェクト (CO ₂ 回収および貯留を含む)	設備 (CO ₂ 回収、輸送、貯留はそれぞれ別に計上)	設備	プロジェクト	プロジェクト	プロジェクト
目的	排出量	排出量	排出量	排出量	削減量	削減量	削減量
算定期間	1年	1年および累計	1年	1年	クレジット取得期間による	1年	1年

プロジェクトバウンダリ	国家、地域、セクター	回収・貯留システム	CCSシステムの構成要素	構成要素	CCSシステム	CCSシステム	CO ₂ 回収から圧入および漏洩を含めたCCSシステム
対象となるGHG	京都議定書対象GHG	CO ₂	CO ₂	京都議定書対象GHG	京都議定書対象GHG	CO ₂	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄ , CO, VOC
対象となる排出源	直接排出源	直接排出源	直接排出源	直接排出源および間接排出源	直接排出源および間接排出源	直接排出源および間接排出源	直接排出源および間接排出源

いくつかの手法は電力消費等の間接的排出源を含めているものの、算定の焦点は漏洩や散逸等の直接的排出である。直接的排出に関しては、事前に準備されたモニタリング計画に従い、計測やシミュレーションを行い、排出量を算定することになる。

ISO/TC265 が発行した CO₂ の定量化および検証に関する技術報告書⁶⁾ によれば、CCS および CO₂-EOR プロジェクトにおける排出量の定量化に関する課題として、長期的な貯留性能と貯留層からの漏洩リスクについて一部を除き反映されていないこと、手法により報告対象範囲が異なること、その手法の拠り所とされるベストプラクティスが存在しない等その手法だけではカバーしきれない領域があること、が挙げられ、また削減量の定量化に関しては事例が少ないものの、ベースラインの設定が今後の課題となるであろうことが言及されている。

7.2.4 ナショナルインベントリにおける CCS/EOR による削減量の報告の方法

国連気候変動枠組条約 (UNFCCC) に基づき、附属書 I 締約国は、国家温室効果ガスインベントリ報告書 (NIR : National Inventory Report) と共通報告様式 (CRF : Common Reporting Format) を、締約国会議に毎年提出することが義務付けられている。NIR とは、排出量・吸収量の算定方法、算定に用いたデータの出所、インベントリ作成体制や品質保証・管理の手続き等に関する詳細な説明を示す報告書である⁷⁾。CRF とは、排出量・吸収量の算定結果や、算定に用いたデータ (各排出源・吸収源における活動量等) を報告するための、標準化された一式の表を含んでおり、NIR における添付資料の位置づけである⁷⁾。なお、非附属書 I 締約国は、NIR および CRF を提出する義務はないが、温室効果ガスインベントリは、数年ごとに提出される国別報告書 (National Communication および Biennial update report) の一部として含まれる。

なお、附属書 I 締約国とは、1992 年時点で経済開発協力機構 (OECD) の加盟国であった工業先進国に市場経済移行国であるロシア連邦、バルト海諸国、およびいくつかの中

央・東ヨーロッパ諸国を含む国々のことである⁸⁾。現在、43ヶ国(欧州連合を含む)が附属書I締約国となっている⁹⁾。非附属書I締約国は、ほとんどが発展途上国であり、現在、154ヶ国が非附属書I締約国となっている。

各国のNIRにおけるCCSの取扱い、および、各国のCRFのエネルギー分野のカテゴリー1.C「CO₂の輸送と貯留」における記載を調査した。カテゴリー1.Cでは、CO₂の輸送、圧入、貯留の段階、および、これらに該当しない「その他」における排出量が記載される。さらに、情報項目として回収量等も記載される。

2019年の報告(報告対象は2017年の実績)で当該項目に記載があったのはノルウェー、カナダ、フィンランド、日本、米国の5か国であった。これらの国について、2019年および2018年の記載内容を整理した。また、毎年のインベントリの報告義務がない非附属書I国についても、大規模CCSプロジェクトが実施されている国について、インベントリの記載を調査した。

(1) ノルウェー

ノルウェーは、Sleipner(1996年～)およびSnøhvit(2007年～)⁵⁾の天然ガスの生産においてCO₂を回収し、北海の海底下地層に貯留している。CCSプロジェクトがメンテナンスまたはその他の理由で貯留活動を停止している時には、CO₂は大気放出される。これらのプロジェクトの事業者であるEquinorは、CO₂貯留量および大気放出した排出量を、毎年ノルウェー環境庁へ報告している。

Sleipnerプロジェクトでは、1996年～2017年までの累計で約1,730万tのCO₂が貯留、約33万t⁶⁾が大気放出として計上されている(表7.2-3、表7.2-4)。圧入量はオリフィス流量計、排出量はVコーン流量計による継続的な計測に基づくものである。

⁵⁾ Snøhvitの天然ガス生産は2007年に開始し、CO₂の圧入は2008年に開始している。

⁶⁾ 2019年のNIRの文中には25万(0.25million)tと記されているが、前年の2018年のNIRに記されている33万(0.33million)tよりも減少しており、整合性に欠けているため誤植であると考えられる。

表 7.2-3 Sleipner プロジェクトにおける CO₂ 貯留量

Table 3.33. CO₂ from the Sleipner field injected in the Utsira formation.

Year	CO ₂ (ktonnes)	Year	CO ₂ (ktonnes)	Year	CO ₂ (ktonnes)
1996	70	2004	750	2012	842
1997	665	2005	858	2013	702
1998	842	2006	820	2014	658
1999	971	2007	921	2015	707
2000	933	2008	814	2016	632
2001	1 009	2009	860	2017	679
2002	955	2010	743		
2003	914	2011	929		

Source: Statoil/The Norwegian Environment Agency

出典：Norwegian Environment Agency (2019)、Table 3.33

表 7.2-4 Sleipner プロジェクトの貯留停止時における CO₂ の大気放出量

Table 3.34. Emissions of CO₂ vented from the Sleipner Vest CO₂-injection plant due to inaccessibility of the injection facility.

Year	CO ₂ (ktonnes)	Year	CO ₂ (ktonnes)	Year	CO ₂ (ktonnes)
1996	81.0	2004	21.4	2012	5.9
1997	29.0	2005	6.2	2013	5.0
1998	4.2	2006	2.5	2014	5.4
1999	9.1	2007	6.4	2015	0.8
2000	8.3	2008	13.6	2016	4.6
2001	3.1	2009	4.6	2017	0.8
2002	87.6	2010	0.9		
2003	23.9	2011	2.4		

Source: The Norwegian Environment Agency

出典：Norwegian Environment Agency (2019)、Table 3.34

Snøhvit プロジェクトでは、2007年～2017年までの累計で、Tubåen 層 108.7 万 t + Stø 層 393.6 万 t の CO₂ が貯留、56.1 万トンが大気放出として計上されている（表 7.2-5）。圧入量はオリフィス流量計、排出量はベンチュリ流量計による継続的な計測に基づくものである。なお、Snøhvit プロジェクトの CO₂ 流の CO₂ 組成は 99.549 重量%であり、環境規制当局から 100%CO₂ として報告することに合意を得ていることが明記されている。

表 7.2-5 Snøhvit プロジェクトにおける CO₂ 貯留量および貯留停止時の CO₂ の大気放出量

Table 3.36. Injected and vented CO₂ Hammerfest LNG/Snøhvit field.

Year	CO ₂ injected (ktonnes)	CO ₂ vented (ktonnes)	Year	CO ₂ injected (ktonnes)	CO ₂ vented (ktonnes)
2007	0	71	2013	469	27
2008	197	93	2014	587	37
2009	308	50	2015	679	39
2010	460	93	2016	750	4
2011	403	87	2017	680	4
2012	490	55			

出典：Norwegian Environment Agency (2019)、Table 3.36

ノルウェーは、国家インベントリ報告書（NIR）において、CCSに関連するCO₂の排出量および回収量を、エネルギー分野のカテゴリー1.C「CO₂の輸送と貯留」で報告している。報告された数値については、共通報告様式（CRF）のカテゴリー1.C「CO₂の輸送と貯留」の表を、表 7.2-6 に示す⁷。CRFで各国が記入できるのは白いセルの部分であり、色付きの部分は、記入された数値に基づき自動的に表示される。「ACTIVITY DATA」の「1. Transport of CO₂」には、パイプライン、船舶、その他の方法で輸送されたCO₂の量の合計が示される。「2. Injection and storage」には、圧入、貯留されたCO₂の量の合計が示される。また、「IMPLIED EMISSION FACTORS」は、排出量を「ACTIVITY DATA」で示される活動量で割り戻して求めた指標のことであり、「見かけの排出係数」とも呼ばれている。

ノルウェーのNIRにおけるエネルギー分野の算定方法は表 7.2-7 のように示されているが、カテゴリー1.Cの算定方法については、Tier 2 に相当するノルウェー独自（Country Specific）の方法を採用しており、2006年IPCCインベントリガイドラインを基準としていないことが分かる。その算定方法の詳細については明記されていないが、上述の事業者が提供する計測データに基づく方法であると推測される。

⁷ CRFはNIRの中には含まれず、添付資料のような位置づけとなる。ただし、カテゴリーを分類する番号はNIRとCRFで共通したものである。

表 7.2-6 ノルウェーCRF エネルギー分野の Table 1.C 「CO₂ の輸送と貯留」

TABLE 1.C SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
CO₂ Transport and storage
(Sheet 1 of 1)

Inventory 2017
Submission 2019 v1
NORWAY

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA	IMPLIED EMISSION FACTORS	EMISSIONS
	CO ₂ transported or injected ⁽¹⁾ (kt)	CO ₂ (kg/kt)	CO ₂ ⁽²⁾ (kt)
1. Transport of CO ₂	680.34	NO,NE	NO,NE
a. Pipelines	680.34	NE	NE
b. Ships	NO	NO	NO
c. Other	NO	NO	NO
2. Injection and storage ⁽³⁾	23696.88	449.20	10.64
a. Injection	1359.74	7828.36	10.64
b. Storage	22337.14	NO	NO
3. Other			
Information item ^(4,5)			
Total amount captured for storage			1370.39
Total amount of imports for storage			NO
<i>Total A</i>			1370.39
Total amount of exports for storage			NO
Total amount of CO ₂ injected at storage sites			1359.74
Total leakage from transport, injection and storage			10.64
<i>Total B</i>			1370.39
<i>Difference (A-B)⁽⁶⁾</i>			0.00

⁽¹⁾ Excluding recycled carbon dioxide (CO₂) for enhanced recovery.

⁽²⁾ Corrected for baseline background fluxes.

⁽³⁾ Fugitive emissions during above-ground operations such as processing and CO₂ recycling during enhanced oil and gas recovery operations should be reported as fugitive emissions from oil and natural gas and

⁽⁴⁾ Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon. Emissions and storage of both biogenic and fossil carbon will be estimated and reported.

⁽⁵⁾ It should be checked that the mass of CO₂ captured does not exceed the mass of CO₂ stored plus the fugitive emissions (leakage) reported for the inventory year.

⁽⁶⁾ Ideally the value should be zero (see page 5.19, volume 2 of the 2006 IPCC guidelines).

Documentation box:

Parties should provide detailed explanations on CO₂ transport and storage in the corresponding part of chapter 3: energy (CRF subsector 1.C) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.

Documentation box

1.C Injection: Emissions reported under 1B2c.1.C Storage: Emissions reported under 1B2c.1.C Information Item:

出典 : UNFCCC (2019) Norway CRF、Table 1.C

表 7.2-7 ノルウェーの NIR のエネルギー分野で用いている方法論

CRF code	Source Category	Gas	Key category according to approach	Method
1A1,1A2,1A4	Stationary combustion, Solid Fuels	CO ₂	1	Tier 2
1A1,1A2,1A4	Stationary combustion, Liquid Fuels	CO ₂	2	Tier 2
1A1,1A2,1A4	Stationary combustion, Gaseous Fuels	CO ₂	2	Tier 2
1A1,1A2,1A4	Stationary combustion, Gaseous Fuels	CH ₄	2	Tier 2
1A1,1A2,1A4	Stationary combustion, Other Fuels	CO ₂	2	Tier 2
1A1,1A2,1A4	Stationary combustion, Biomass	CH ₄	2	Tier 2
1A3a	Civil Aviation	CO ₂	2	Tier 3
1A3b	Road Transportation	CO ₂	2	Tier 1a
1A3d	Navigation	CO ₂	2	Tier 2
1A3d	Navigation	CH ₄	2	Tier 2
1A4	Other sectors - Mobile Fuel Combustion	CO ₂	2	Tier 2
1A5b	Other - Mobile	CO ₂	1	Tier 2
1B1a	Coal Mining and Handling	CH ₄	2	CS, Tier 2
1B2a	Fugitive emissions from oil	CO ₂	2	Tier 2
1B2a	Fugitive emissions from oil	CH ₄	2	Tier 2
1B2b	Fugitive emissions from natural gas	CH ₄	2	CS, Tier 2
1B2c	Venting and Flaring	CO ₂	2	Tier 2
1B2c	Venting and Flaring	CH ₄	2	Tier 2
1C	CO ₂ transport and storage	CO ₂	Qualitative	CS, Tier 2

出典 : Norwegian Environment Agency (2019) 、Table 3.1

CCSプロジェクトの貯留停止時の「大気放出(venting)」は、CO₂の圧入段階における排出量に加算されている。また、SleipnerプロジェクトのCO₂回収プラントおよびCO₂圧縮機からの排出は、1,000 t/年として推計され、加算されている。SnøhvitプロジェクトのCO₂回収プラントからの排出は、Sleipnerプロジェクトと同様に1,000 t/年として推計され、加算されている。最終的に、カテゴリー1.Cで報告されている圧入段階の排出量は、2019年報告(2017年分)と2018年報告(2016年分)の両方で、10.64 kt (=10,640 t) となっている。

CO₂のパイプライン輸送(Sleipnerプロジェクトは350 m、Snøhvitプロジェクトは152 km)からの排出は、「NE(未推計)」と報告している。IPCCガイドラインに基づく排出係数(0.0014 Gg/年)を用いると、Snøhvitプロジェクトの152 kmのパイプラインでは年間200 tの排出量となるが、同国の経験上、これは過剰に多い見積りであるとしている。さらに、漏洩は、実施しているモニタリングにより検知可能とプロジェクトでは考えている。なお、2018年報告(2016年分)では、CO₂のパイプライン輸送からの漏洩はないとする理由のみを挙げ、「NO(発生しない)」となっていたが、これを加筆修正した形となっている⁸。

貯留段階からの排出は、SleipnerプロジェクトもSnøhvitプロジェクトも、これまでに貯留したCO₂の漏洩はなく、大気から除去されたことを証明できていることから、インベントリ上「NO(発生しない)」と報告している。

カテゴリー1.Cで報告されているCO₂回収量は、2019年報告(2017年分)が1379.39 キロトン(=1379,390 t)、2018年報告(2016年分)が1392.77 kt(=1392,770 t)である。このCO₂回収量は、その発生源である天然ガス生産(1.B.2.b)の「2.生産」のカテゴリーにおいて「CO₂-Amount captured」として計上し、同カテゴリーの排出量から控除されている(表7.2-8)⁹。また、これらのCO₂回収量から圧入段階の排出量(10.64 kt=10,640 t)を差し引いた量が、カテゴリー1.Cの「貯留サイトに圧入された量(Total amount of CO₂ injected at storage sites)」として記載されている(表7.2-6)。

⁸ 何らかの理由により、CO₂のパイプライン輸送からの排出はゼロではなく、(排出係数に基づく推計ほど多くはないが)少量は発生しているという認識が変わったと推測されるが、それを裏付ける公開情報は確認されなかった。

⁹ NIR本文中にその説明はないが、CRFのTable 1.B.2の脚注(3)に、回収したCO₂の量を控除した後の正味排出量であることが明記されている。

表 7.2-8 ノルウェーCRF Table 1.B.2 「石油、天然ガス及びその他エネルギー生産由来の排出」

Inventory 2017
Submission 2019 v1
NORWAY

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA ⁽¹⁾	Value	IMPLIED EMISSION FACTORS			EMISSIONS			
			Description ⁽²⁾	Unit ⁽³⁾	CO ₂ ⁽⁴⁾	CH ₄ ⁽⁵⁾	N ₂ O	Emissions ⁽⁶⁾	
								CO ₂	CH ₄ ⁽⁶⁾
1.B.2.a. Oil⁽⁶⁾									
1. Exploration	Exploration wells number of wells	36.00	NO/IE	IE	NO	NO	NO	NO/NA	
2. Production ⁽⁷⁾	Oil produced	114286.84	NO/IE	IE	NO	NO	NO	IE	
3. Transport	Oil loaded in tankers	3851.51	25269.96	1170.29	NA	97.33	NO	4.51	
4. Refining/storage	Oil refined	562.04	2054783.95	5493.20	NA	1154.87	NO	3.09	
5. Distribution of oil products	Gasoline sold	36.54	295515.99	NA	NO	10.80	NO	NO	
6. Other	Production quantity	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
1.B.2.b. Natural gas									
1. Exploration	Exploration wells number of wells	IE	NO/IE	IE	IE	NO	1370.39	3.05	
2. Production ⁽⁷⁾	Gas produced	124156.89	11037.53	IE	IE	1370.39	NO	IE	
3. Processing	Gas processed	NO	NO/IE	IE	IE	NO	NO	IE	
4. Transmission and storage	Gas export	4574.00	NO/IE	IE	IE	NO	NO	IE	
5. Distribution	Gas consumption	24.78	NO/IE	4450.04	IE	NO	NO	1.10	
6. Other	Gas processed	NO	NO	NO	NO	9.74	NO	1.94	
1.B.2.c. Venting and flaring									
Venting									
i. Oil	(See Venting combined)	IE	NO/IE	IE	IE	1999.04	NO	20.67	
ii. Gas	(See Venting combined)	IE	NO/IE	IE	IE	75.53	NO	19.19	
iii. Combined	Oil and gas produced	IE	NO/IE	IE	IE	75.53	NO	19.19	
Flaring ⁽⁸⁾									
i. Oil	Oil flared	0.14	7483274.73	9.46	0.71	1023.51	NO	1.48	
ii. Gas	Gas flared	15.73	6438266.17	94132.84	537.71	107.77	NO	0.00	
iii. Combined	(See Flaring of Oil/Gas in ii)	IE	NO/IE	IE	IE	101.74	NO	1.48	
1.B.2.d. Other (please specify)⁽⁹⁾									
Geothermal	(Not occurring)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	

(1) Specify the activity data (AD) used in the description column (see examples). Specify the unit of the AD in the unit column in either energy units or volume units (e.g. PJ, 10⁶ m³ and 10⁶ bbl/yr).
 (2) The implied emission factors (IEFs) for carbon dioxide (CO₂) are estimated on the basis of gross emissions, i.e. CO₂ emissions + amount captured.
 (3) Net CO₂ emissions after subtracting the amounts of CO₂ captured.
 (4) In this table, negative CH₄ emissions should also be reported for the transmission/distribution of biogas. Emissions associated with the biogas production without energy production should be included in the waste sector under biological treatment of waste (CRF Table 5.B).
 (5) The unit of the IEF will depend on the unit of the AD used, and is therefore not specified in this column.
 (6) Use the category also to cover emissions from combined oil and gas production fields. Natural gas processing and distribution from these fields should be included under subcategories 1.B.2.b.iii and 1.B.2.b.v, respectively.
 (7) If using default emission factors, these categories will include emissions from production other than venting and flaring.
 (8) For emissions from flaring, this table should only be used for reporting of flaring emissions associated with oil/gas extraction and refining.
 (9) For example, negative CO₂ emissions from production of geothermal power could be reported here.

Documentation box:
 Parties should provide detailed explanations on the fugitive emissions from category 1.B.2. Oil and Natural gas in the corresponding part of chapter 3, energy (CRF category 1.B.2) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.
 Regarding data on the amount of fuel produced entered in this table, specify in this documentation box whether the fuel amount is based on the raw material production or on the saleable production. Note cases where more than one type of AD is used to estimate emissions.
 Venting and Flaring: Parties using the IPCC software could report venting and flaring emissions together, indicating this in this documentation box.
 If estimates are reported under 1.B.2.d. Other, use this documentation box to provide information regarding activities covered under this category and to provide a reference to the section in the NIR where background information can be found.
 Allocation used by Parties: 1.B.2.c.i.ii Venting combined. Comment: Fugitives (leakage) in oil and gas exploration and production are based on reports from the field operators and we have no information to split the emissions between fugitives and venting. 1.B.2.b.

出典：UNFCCC (2019) Norway CRF、Table 1.B.2

(2) カナダ

カナダでは、2000年からWeyburn油田、2005年からApache Midale油田にCO₂をパイプライン輸送し、石油増進回収(CO₂-EOR)を実施している。CO₂は、米国・ノースダコタ州のDakota Gasification Companyから輸入したものと、カナダ・サスカチュワン州のSaskPowerのBoundary Dam石炭火力発電所から回収したものを利用している。

Weyburn油田には、2000年～2017年の累計で、Dakota Gasification Companyから購入した30Mtを超えるCO₂を圧入しており、一日当たりの圧入量は約7,000tである。

Midale油田には、2005年～2017年の累計で3Mtを超えるCO₂を圧入しており、一日当たりの圧入量は約1,800tである。

2016年からは、アルバータ州のShellのScotfordオイルサンド改質プラントの水素製造プラントから回収したCO₂を帯水層へ地中貯留する、Quest CCSプロジェクトも始まった。2017年には、1.14 MtのCO₂を回収し、オイルサンド精製からの排出の約1.4%削減につながっている。

カナダは、NIRにおいて、これらのCO₂-EORおよびCCSプロジェクトにおける排出および貯留量を、エネルギー分野のカテゴリー1.C「CO₂の輸送と貯留」で報告している(表7.2-9表)。排出量の算定は、2006年IPCCインベントリガイドラインに基づいている。

表 7.2-9 カナダ CRF エネルギー分野の Table 1.C 「CO₂の輸送と貯留」 (2017 年分)

TABLE 1.C SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
CO₂ Transport and storage
(Sheet 1 of 1)

Inventory 2017
Submission 2019 v1
CANADA

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA	IMPLIED EMISSION FACTORS	EMISSIONS
	CO ₂ transported or injected ⁽¹⁾ (kt)	CO ₂ (kg/kt)	CO ₂ ⁽²⁾ (kt)
1. Transport of CO ₂	3653.30	73.58	0.27
a. Pipelines	3653.30	73.58	0.27
b. Ships	NO	NO	NO
c. Other	NO	NO	NO
2. Injection and storage ⁽³⁾	NO	NO,IE	NO,IE
a. Injection	NO	IE	IE
b. Storage	NO	NO	NO
3. Other	NA	NA	NA
Information item ^(4,5)			
Total amount captured for storage			1645.36
Total amount of imports for storage			2007.94
<i>Total A</i>			3653.30
Total amount of exports for storage			NO
Total amount of CO ₂ injected at storage sites			NO
Total leakage from transport, injection and storage			0.27
<i>Total B</i>			0.27
<i>Difference (A-B)⁽⁶⁾</i>			3653.03

⁽¹⁾ Excluding recycled carbon dioxide (CO₂) for enhanced recovery.

⁽²⁾ Corrected for baseline background fluxes.

⁽³⁾ Fugitive emissions during above-ground operations such as processing and CO₂ recycling during enhanced oil and gas recovery operations should be reported as fugitive emissions from oil and natural gas and

⁽⁴⁾ Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon. Emissions and storage of both biogenic and fossil carbon will be estimated and reported.

⁽⁵⁾ It should be checked that the mass of CO₂ captured does not exceed the mass of CO₂ stored plus the fugitive emissions (leakage) reported for the inventory year.

⁽⁶⁾ Ideally the value should be zero (see page 5.19, volume 2 of the 2006 IPCC guidelines).

Documentation box:

Parties should provide detailed explanations on CO₂ transport and storage in the corresponding part of chapter 3: energy (CRF subsector 1.C) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.

Documentation box

出典 : UNFCCC (2019) Canada CRF、Table 1.C

パイプライン輸送からの排出は、2006年IPCCインベントリガイドラインに基づく排出係数(0.0014 kt-CO₂/パイプライン長(km)/年)を用いて推計している。米国とカナダの国境、および、Boundary Dam発電所からWeyburnのCO₂-EORサイトとの間のパイプラインの距離は、それぞれ約60 kmである。さらに、Quest CCSプロジェクトにおけるScotford改質プラントから貯留サイトまでのパイプラインの距離は、約80 kmである。2017年におけるCO₂のパイプライン輸送からの排出は約0.3 kt (CRF上は0.27 kt)と推計され、2000年から0.18 kt増加している(表7.2-9、表7.2-10)。

圧入段階からの排出は、「エネルギー産業」(1.A.1)、および、「石油、天然ガスおよびその他エネルギー生産由来」(1.B.2)からの排出に含まれており、カテゴリー1.Cには含まれていない。

貯留段階からの排出は、発生しないとしている。なお、貯留段階からの排出は2018年報告では「NE(未推計)」となっていたが、2019年報告では「NO(発生しない)」に修正されている(表7.2-9)。

表 7.2-10 CO₂の輸送と貯留システムからの排出

Table 3-14 Emissions from CO ₂ Transport and Storage Systems												
GHG Source Category	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CO ₂ Transport and Storage (1.C)	NO	NO	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.20	0.30	0.30
NO = Not occurring.												

出典：Environment and Climate Change Canada (2019) Table 3-14

カテゴリー1.Cで報告されているCO₂回収量は、2019年報告(2017年分)が1,645.36 kt (= 1,645,360 t)、2018年報告(2016年分)が1,839.50 kt (= 1,839,500 t)である(表 7.2-9、表 7.2-11)。ただし、2018年報告の2016年分のCO₂回収量は、2019年には1,900.66 kt (= 1,900,660 t)に修正されている¹⁰(表 7.2-12)。貯留のために輸入されたCO₂は、2019年報告(2017年分)および2018年報告(2016年分)ともに、2,007.94 kt (=2,007,940 t)である。

CO₂の回収量は、その発生源に対応するカテゴリーで報告される排出量から控除されている。アルバータ州のQuest CCSプロジェクトは、「石油、天然ガスおよびその他エネルギー生産由来の排出」の「通気弁-石油産業」(1.B.2.c.i.1)から控除されており、サスカチュワン州のBoundary Damプロジェクトは、「エネルギー産業」の「発電および熱供給」(1.A.1.a.)から控除されている(表 7.2-13、表 7.2-14)。なお、Quest CCSプロジェクトにおけるCO₂回収量は、2018年までの報告では「エネルギー産業」の「石油精製」(1.A.1.b)のカテゴリーから控除されていたが、オイルサンドの改質に使用する水素製造が主なCO₂の排出源であるため、2019年に修正報告されている。

¹⁰ カナダのインベントリでは、継続的改善を原則としており、新たな情報やデータが得られたり、より正確な推計手法が利用可能となったりした場合には、過去の数値を更新することがあることとしている。

表 7.2-11 カナダ CRF エネルギー分野の Table 1.C 「CO₂ の輸送と貯留」 (2016 年分 ; 2018 年報告)

TABLE 1.C SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
CO₂ Transport and storage
(Sheet 1 of 1)

Inventory 2016
Submission 2018 v3
CANADA

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA	IMPLIED EMISSION FACTORS	EMISSIONS
	CO ₂ transported or injected ⁽¹⁾ (kt)	CO ₂ (kg/kt)	CO ₂ ⁽²⁾ (kt)
1. Transport of CO ₂	3847.35	69.87	0.27
a. Pipelines	3847.35	69.87	0.27
b. Ships	NO	NO	NO
c. Other	NO	NO	NO
2. Injection and storage ⁽³⁾	4894.35	NE,IE	NE,IE
a. Injection	3847.35	IE	IE
b. Storage	1047.00	NE	NE
3. Other	NA	NA	NA
Information item ^(4,5)			
Total amount captured for storage			1839.50
Total amount of imports for storage			2007.94
<i>Total A</i>			3847.44
Total amount of exports for storage			NO
Total amount of CO ₂ injected at storage sites			NO
Total leakage from transport, injection and storage			0.27
<i>Total B</i>			0.27
<i>Difference (A-B)⁽⁶⁾</i>			3847.17

⁽¹⁾ Excluding recycled carbon dioxide (CO₂) for enhanced recovery.

⁽²⁾ Corrected for baseline background fluxes.

⁽³⁾ Fugitive emissions during above-ground operations such as processing and CO₂ recycling during enhanced oil and gas recovery operations should be reported as fugitive emissions from oil and natural gas and

⁽⁴⁾ Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon. Emissions and storage of both biogenic and fossil carbon will be estimated and reported.

⁽⁵⁾ It should be checked that the mass of CO₂ captured does not exceed the mass of CO₂ stored plus the fugitive emissions (leakage) reported for the inventory year.

⁽⁶⁾ Ideally the value should be zero (see page 5.19, volume 2 of the 2006 IPCC guidelines).

Documentation box:

Parties should provide detailed explanations on CO₂ transport and storage in the corresponding part of chapter 3: energy (CRF subsector 1.C) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.

Documentation box describes only the CO₂ Captured for the purpose of permanent geological storage and does not include those captured for enhanced oil recovery.

出典 : UNFCCC (2018) Canada CRF、Table 1.C

表 7.2-12 カナダ CRF エネルギー分野の Table 1.C 「CO₂の輸送と貯留」 (2016 年分 ; 2019 年修正報告)

TABLE 1.C SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
CO₂ Transport and storage
(Sheet 1 of 1)

Inventory 2016
Submission 2019 v1
CANADA

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA		IMPLIED EMISSION FACTORS		EMISSIONS	
	CO ₂ transported or injected ⁽¹⁾ (kt)		CO ₂ (kg/kt)		CO ₂ ⁽²⁾ (kt)	
1. Transport of CO ₂		3908.59		68.77		0.27
a. Pipelines		3908.59		68.77		0.27
b. Ships		NO		NO		NO
c. Other		NO		NO		NO
2. Injection and storage ⁽³⁾		NO		NO,IE		NO,IE
a. Injection		NO		IE		IE
b. Storage		NO		NO		NO
3. Other		NA		NA		NA
Information item ^(4,5)						
Total amount captured for storage						1900.66
Total amount of imports for storage						2007.94
Total A						3908.59
Total amount of exports for storage						NO
Total amount of CO ₂ injected at storage sites						NO
Total leakage from transport, injection and storage						0.27
Total B						0.27
Difference (A-B) ⁽⁶⁾						3908.33

(1) Excluding recycled carbon dioxide (CO₂) for enhanced recovery.
 (2) Corrected for baseline background fluxes.
 (3) Fugitive emissions during above-ground operations such as processing and CO₂ recycling during enhanced oil and gas recovery operations should be reported as fugitive emissions from oil and natural gas and
 (4) Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon. Emissions and storage of both biogenic and fossil carbon will be estimated and reported.
 (5) It should be checked that the mass of CO₂ captured does not exceed the mass of CO₂ stored plus the fugitive emissions (leakage) reported for the inventory year.
 (6) Ideally the value should be zero (see page 5.19, volume 2 of the 2006 IPCC guidelines).

Documentation box:
 Parties should provide detailed explanations on CO₂ transport and storage in the corresponding part of chapter 3: energy (CRF subsector 1.C) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.
 Documentation box

出典 : UNFCCC (2019) Canada CRF、Table 1.C

表 7.2-13 カナダ CRF Table 1.B.2 「石油、天然ガスおよびその他エネルギー生産由来の排出」 (2017 年分)

TABLE 1.B.2 SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
Oil, natural gas and other emissions from energy production
(Sheet 1 of 1)

Inventory 2017
Submission 2019 v1
CANADA

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA ⁽¹⁾			IMPLIED EMISSION FACTORS			EMISSIONS		
	Description ⁽²⁾	Unit ⁽³⁾	Value	CO ₂ ⁽⁴⁾	CH ₄	N ₂ O	CO ₂		N ₂ O
							Emission ⁽⁵⁾	Amount captured	
(g/ha ⁽⁶⁾)									
							(kt)		
1.B.2.a. Oil⁽⁷⁾									
1. Exploration	NA	NA	NA	NO,IE	IE	NA	514.79	NO	183.90
2. Production ⁽⁸⁾	Total crude production	10 ³ m ³	167480.21	3085.51	1044.35		513.35	NO	174.89
3. Transport	Total crude production	10 ³ m ³	167480.21	6.11	0.07		0.03	NO	0.03
4. Refining storage	Refinery energy consumption	TJ	122131.20	6.80	29.07	0.83	0.83	NO	5.55
5. Distribution of oil products	NA	NA	NA	NO,IE	IE			NO	IE
6. Other	Number of oil wells - spills	number	188783.00	3.52	32.27		0.59	NO	5.43
							109.72	NO	499.05
1.B.2.b. Natural gas									
1. Exploration	NA	NA	NA	NO,IE	IE			IE	
2. Production ⁽⁸⁾	Natural gas production	10 ⁶ m ³	196578.12	12.83	455.41		2.52	NO	89.52
3. Processing	Natural gas production	10 ⁶ m ³	196578.12	40.29	58.76		7.92	NO	11.16
4. Transmission and storage	Transmission pipeline length	km	93238.70	414.32	566.13		38.63	NO	52.73
5. Distribution	Distribution pipeline length	km	286653.10	7.43	144.77		2.09	NO	40.63
6. Other	Number of gas wells - spills	number	341162.00	171.64	893.72		55.56	NO	304.91
1.B.2.c. Venting and flaring									
Venting							14894.31	1138.52	867.35
							8782.27	1138.52	843.52
i. Oil	Total crude production	10 ³ m ³	167480.21	3588.69	3282.17		4871.41	1138.52	549.63
ii. Gas	Natural gas production	10 ⁶ m ³	196578.12	1989.61	1492.22		3910.85	NO	293.54
iii. Combustion	Number of wells drilled	number	7414.00	4.69	73.51		0.01	NO	0.51
Flaring ⁽⁹⁾							6122.04	NO	23.84
i. Oil	Associated gas flared	10 ⁶ m ³	1568.84	210187.53	10371.89	158.84	4366.56	NO	16.27
ii. Gas	Non-associated gas flared	10 ⁶ m ³	311.13	1975199.34	11956.33	4.11	1009.59	NO	6.11
iii. Combustion	Number of wells drilled	number	7414.00	33192.59	196.31	0.66	246.09	NO	1.46
1.B.2.d. Other (please specify)⁽¹⁰⁾							NA	NA	NA

(1) Specify the activity data (AD) used in the description column (see examples). Specify the unit of the AD in the unit column in either energy units or volume units (e.g. PJ, 10³ m³ and 10³ bbl/vt).
 (2) The implied emission factors (IEFs) for carbon dioxide (CO₂) are estimated on the basis of gross emissions, i.e. CO₂ emissions - amount captured.
 (3) Net CO₂ emissions after subtracting the amounts of CO₂ captured.
 (4) In this table, fugitive CH₄ emissions should also be reported for the transmission/distribution of biogas. Emissions associated with the biogas production without energy production should be included in the waste sector under biological treatment of waste (CRF Table 5.B).
 (5) The unit of the IEF will depend on the unit of the AD used, and is therefore not specified in this column.
 (6) Use the category also to cover emissions from combustion and gas production fields. Natural gas processing and distribution from these fields should be included under subcategories 1.B.2.b.iii and 1.B.2.b.v, respectively.
 (7) If using default emission factors, these categories will include emissions from production other than venting and flaring.
 (8) For emissions from flaring, this table should only be used for reporting of flaring emissions associated with oil gas extraction and refining.
 (9) For example, fugitive CO₂ emissions from production of geothermal power could be reported here.

Documentation box:
 Parties should provide detailed explanations on the fugitive emissions from category 1.B.2 Oil and Natural gas in the corresponding part of chapter 3: energy (CRF category 1.B.2) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.
 * Regarding data on the amount of fuel produced mixed in this table, specify in this documentation box whether the fuel amount is based on the raw material production or on the saleable production. Note cases where more than one type of AD is used to estimate emissions.
 * Venting and Flaring: Parties using the IPCC software could report venting and flaring emissions together, indicating this in this documentation box.
 * If estimates are reported under 1.B.2.d. Other, use this documentation box to provide information regarding activities covered under this category and to provide a reference to the sections in the NIR where background information can be found.
 Documentation box

出典 : UNFCCC (2019) Canada CRF、Table 1.B.2

表 7.2-14 カナダ CRF Table 1.A (a) 「燃料の燃焼」 (2017 年分)

TABLE 1.A(a) SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
Fuel combustion activities - sectoral approach
(Sheet 1 of 4)

Inventory 2017
Submission 2019 v1
CANADA

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	AGGREGATE ACTIVITY DATA			IMPLIED EMISSION FACTORS			EMISSIONS		
	Consumption		CO ₂ ⁽¹⁾ (tD)	CH ₄ (kg/D)	N ₂ O	CO ₂ ⁽²⁾	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ Amount captured
	(T)	NCV/GCV ⁽³⁾							
1.A. Fuel combustion	9301694.43	GCV				51482.598	281.97	21.23	506.83
Liquid Fuels	2522801.28	GCV	48.32	8.07	2.59	240677.84	28.42	12.45	NO
Solid Fuels	488337.27	GCV	30.44	1.30	1.03	41781.33	0.89	1.14	506.83
Gaseous Fuels	4286019.87	GCV	49.86	28.71	1.09	111530.02	122.34	4.28	NO
Other fossil fuels ⁽⁴⁾	6799.63	GCV	89.33	26.04	2.26	607.41	0.18	0.04	NO
Peat ⁽⁵⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass ⁽⁶⁾	822943.28	GCV	46.17	158.11	1.81	NO	NO	NO	NO
1.A.1. Energy industries	3319723.07	GCV				199400.31	113.18	3.77	506.83
Liquid Fuels	381256.83	GCV	62.07	1.24	0.66	38079.48	0.78	0.58	NO
Solid Fuels	422406.48	GCV	92.46	1.17	1.71	37903.35	0.73	1.06	506.83
Gaseous Fuels	2103188.51	GCV	50.33	53.06	1.09	106263.48	111.60	2.29	NO
Other fossil fuels ⁽⁴⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Peat ⁽⁵⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass ⁽⁶⁾	12871.27	GCV	46.67	5.00	3.33	605.66	0.06	0.04	506.83
a. Public electricity and heat production⁽⁷⁾	1020111.61	GCV				78012.24	5.88	1.45	506.83
Liquid Fuels	65990.90	GCV	76.78	1.98	1.93	4913.48	0.13	0.12	NO
Solid Fuels	462404.62	GCV	92.46	1.17	1.71	37903.18	0.73	1.06	506.83
Gaseous Fuels	331244.72	GCV	48.34	12.55	1.26	14078.58	4.16	0.62	NO
Other fossil fuels ⁽⁴⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Peat ⁽⁵⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass ⁽⁶⁾	12871.27	GCV	46.67	5.00	3.33	605.66	0.06	0.04	506.83
1.A.1.a.1. Electricity Generation	808209.03	GCV				72115.50	3.57	1.48	506.83
Liquid Fuels	49394.68	GCV	76.79	1.98	1.93	4906.34	0.13	0.12	NO
Solid Fuels	422406.42	GCV	92.46	1.17	1.71	37802.18	0.73	1.06	506.83
Gaseous Fuels	212414.25	GCV	48.34	12.55	1.26	10268.99	2.67	0.27	NO
Other Fossil Fuels	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Peat	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass	9495.40	GCV	46.67	5.00	3.33	443.12	0.05	0.03	NO
1.A.1.a.2. Combined heat and power generation	122302.47	GCV				5816.73	1.51	0.18	NO
Liquid Fuels	96.22	GCV	74.26	0.80	0.60	7.4	0.00	0.00	NO
Solid Fuels	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Gaseous Fuels	118830.47	GCV	48.89	12.55	1.26	5809.39	1.49	0.13	NO
Other Fossil Fuels	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Peat	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass	3375.79	GCV	46.67	5.00	3.33	157.54	0.02	0.01	NO
b. Petroleum refining	28608.98	GCV				1818.48	0.36	0.11	NO
Liquid Fuels	24692.77	GCV	44.52	1.30	0.22	15103.18	0.20	0.05	NO
Solid Fuels	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Gaseous Fuels	4991.43	GCV	48.43	9.89	0.43	3097.33	0.06	0.01	NO
Other fossil fuels ⁽⁴⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Peat ⁽⁵⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass ⁽⁶⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
c. Manufacture of solid fuels and other energy industries⁽⁸⁾	1991202.90	GCV				103189.59	107.73	2.50	NO
Liquid Fuels	283173.18	GCV	56.72	1.24	0.73	16062.83	0.35	0.21	NO
Solid Fuels	1.84	GCV	95.32	1.63	1.08	0.18	0.00	0.00	NO
Gaseous Fuels	1708027.87	GCV	51.00	62.87	1.06	87106.58	107.38	1.82	NO
Other fossil fuels ⁽⁴⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Peat ⁽⁵⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass ⁽⁶⁾	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
1.A.1.a.1. Manufacture of solid fuels	8433.88	GCV				466.77	0.01	0.01	NO
Liquid Fuels	124.03	GCV	59.86	0.95	0.60	7.46	0.00	0.00	NO
Solid Fuels	1.84	GCV	95.32	1.63	1.08	0.18	0.00	0.00	NO
Gaseous Fuels	9303.99	GCV	49.33	0.95	0.83	458.93	0.01	0.01	NO
Other Fossil Fuels	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Peat	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
1.A.1.a.2. Oil and gas extraction	1981969.02	GCV				102702.82	107.72	2.50	NO
Liquid Fuels	293345.14	GCV	56.72	1.24	0.73	16052.17	0.35	0.21	NO
Solid Fuels	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Gaseous Fuels	1690723.98	GCV	51.01	63.21	1.06	86647.65	107.37	1.81	NO
Other Fossil Fuels	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Peat	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Biomass	NO	GCV	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Note: All footnotes for this table are given at the end of the table on sheet 4.

Note: For the coverage of fuel categories, refer to the 2006 IPCC Guidelines (chapter 1 of energy volume, section 1.A.1.1, page 1.11). If some derived gases (e.g. gas works, gas, coke oven gas, blast furnace gas) are considered, Parties should provide information on the allocation of these derived gases under the above fuel categories (liquid, solid, gaseous, biomass and other fuels) in the NIR (see also documentation box at the end of sheet 4 of this table).

出典 : UNFCCC (2019) Canada CRF, Table 1.A.(a)

(3) フィンランド

フィンランドでは、4件のパルプ製紙工場と1件の製紙工場で化石燃料の燃焼により排出されるCO₂の一部を回収し、軽質炭酸カルシウム（precipitated calcium carbonate、以下、「PCC」と称する。）の製造プラントに輸送し、PCCの製造に利用している。PCCの製造に回収CO₂を使用するPCCプラントが操業を開始したのは、1993年である。

フィンランドのNIRにおけるエネルギー分野の算定方法は表7.2-15のように示されているが、カテゴリー1.Cの算定方法については「NA」となっており、2006年のIPCCインベントリガイドラインを基準としていないことが分かる。

表 7.2-15 フィンランドのNIRのエネルギー分野で用いている方法論

CRF	Source	Emissions reported	Method	Emission factor
1.A Fuel combustion				
1.A.1	Energy Industries	CO ₂	Tier 3	CS, D, PS
		CH ₄	Tier 3	CS
		N ₂ O	Tier 3	CS
1.A.2	Manufacturing industries and construction (stationary sources)	CO ₂	Tier 3	CS, PS
		CH ₄	Tier 3	CS
		N ₂ O	Tier 3	CS
1.A.2	Manufacturing industries and construction (mobile sources)	CO ₂	Tier 3	CS
		CH ₄	Tier 3	CR
		N ₂ O	Tier 3	CR, D
1.A.3	Transport	CO ₂	Tier 2, Tier 1	CS
		CH ₄	Tier 3, Tier 1	CR, CS, D, OTH
		N ₂ O	Tier 3, Tier 1	CR, CS, D, OTH
1.A.4	Other Sectors (stationary sources)	CO ₂	Tier 3, Tier 2, Tier 1	CS, D
		CH ₄	Tier 3, Tier 2, Tier 1	CS, D
		N ₂ O	Tier 3, Tier 2, Tier 1	CS, D
1.A.4	Other Sectors (mobile sources)	CO ₂	Tier 3, Tier 2	CS
		CH ₄	Tier 3, Tier 1	CR, OTH
		N ₂ O	Tier 3, Tier 1	CR, OTH, D
1.A.5	Other	CO ₂	Tier 2	CS
		CH ₄	Tier 2	CS
		N ₂ O	Tier 2	CS
1.B Fugitive emissions from fuels				
1.B.1	Solid fuels	NA	NA	NA
1.B.2	Oil and natural gas and other emissions from energy production	CO ₂	CS	CS
		CH ₄	Tier 1, Tier 2, CS	CS, PS, D
		N ₂ O	CS	CS
1.C CO₂ Transport and storage				
1.C.2	Injection and storage	NA	NA	NA

出典：Statistics Finland (2019)、Table 3.1-1

フィンランドでは、製紙工場で回収するCO₂の量を測定しておらず、「CO₂ - Amount captured」に示されるPCCに移行するCO₂の量は、PCCの生産量に基づいて以下の式より推定される。これにより、回収、輸送および製造における損失を考慮することが可能となる。

$$\text{貯留または固定される CO}_2 = \text{回収した CO}_2 \text{ を利用した PCC の生産量} \times [\text{CO}_2] / [\text{CaCO}_3]$$

ここで、[CO₂]および[CaCO₃]は分子量を表す。

2019年報告(2017年分)のCO₂回収量は127.10 kt (=127,100 t)、2018年は133.85 kt (=133,850 t)となっている(表7.1-16)。なお、フィンランドでは、紙・板

紙の90%以上を輸出しており、これらの製品に含まれるPCCも輸出されることとなる。輸出された紙・板紙に含まれるPCCからの排出については、国外で発生するため、インベントリの対象外となる。

さらに、製紙におけるPCCの利用は、回収したCO₂を長期的に貯留することにつながるため、製造業及び建設業の「パルプ・紙・印刷」(1.A.2.d)カテゴリーの「液体燃料(liquid fuel)」において「CO₂-Amount captured」として、排出量から控除されている¹¹(表7.2-16)。なお、実際には、CO₂の回収源となるプロセスでは様々な燃料が用いられているが、代表的に「液体燃料」の区分からまとめて控除されている。そのため、1.A.2.dカテゴリーの他の燃料区分には「IE(他に含む)」という注釈記号が記載されている。また、このCO₂回収量は、CRFのカテゴリー1.C「CO₂の輸送と貯留」の表にも記載されているが、地中貯留を伴わないため、輸送や貯留等の他の項目は「NA(該当しない)」または「NO(発生しない)」となっている(表7.2-17)。

¹¹ 液体燃料の区分から控除していることについては、2006年IPCCインベントリガイドラインに「Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon (化石燃料もバイオ燃料も、回収されれば同じように扱う)」という記載があることを根拠として挙げており、まとめて報告しても問題はないという認識であることがうかがえる。

表 7.2-17 フィンランド CRF Table 1.C 「CO₂の輸送と貯留」

TABLE 1.C SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY

Inventory 2017

CO₂ Transport and storage

Submission 2019 v4

(Sheet 1 of 1)

FINLAND

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA	IMPLIED EMISSION FACTORS	EMISSIONS
	CO ₂ transported or injected ⁽¹⁾ (kt)	CO ₂ (kg/kt)	CO ₂ ⁽²⁾ (kt)
1. Transport of CO ₂	NA	NA	NA
a. Pipelines	NA	NA	NA
b. Ships	NA	NA	NA
c. Other	NA	NA	NA
2. Injection and storage ⁽³⁾	NA	NA	NA
a. Injection	NA	NA	NA
b. Storage	NA	NA	NA
3. Other	NO	NO	NO
Information item ^(4,5)			
Total amount captured for storage			127.10
Total amount of imports for storage			NO
<i>Total A</i>			127.10
Total amount of exports for storage			NO
Total amount of CO ₂ injected at storage sites			NO
Total leakage from transport, injection and storage			NO
<i>Total B</i>			NO
<i>Difference (A-B)⁽⁶⁾</i>			127.10

⁽¹⁾ Excluding recycled carbon dioxide (CO₂) for enhanced recovery.

⁽²⁾ Corrected for baseline background fluxes.

⁽³⁾ Fugitive emissions during above-ground operations such as processing and CO₂ recycling during enhanced oil and gas recovery operations should be reported as fugitive emissions from oil and natural gas and

⁽⁴⁾ Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon. Emissions and storage of both biogenic and fossil carbon will be estimated and reported.

⁽⁵⁾ It should be checked that the mass of CO₂ captured does not exceed the mass of CO₂ stored plus the fugitive emissions (leakage) reported for the inventory year.

⁽⁶⁾ Ideally the value should be zero (see page 5.19, volume 2 of the 2006 IPCC guidelines).

Documentation box:

Parties should provide detailed explanations on CO₂ transport and storage in the corresponding part of chapter 3: energy (CRF subsector 1.C) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.

Documentation box

出典 : UNFCCC (2019) Finland CRF、Table 1.C

表 7.2-18 に、フィンランドにおける近年の PCC の生産量と CO₂ の回収量を示す。

表 7.2-18 PCC の生産量と CO₂ 回収量

	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PCC production, 1000 t	NO	123	413	425	485	421	449	408	333	318	324	314	304	289
CO ₂ transferred and subtracted from 1.A 2d (Liquid fuels), kt	NO	54	182	187	213	185	198	180	147	140	143	138	134	127

出典 : Statistics Finland (2019)、Table 3.4-1

ただし、紙またはペーパーラッジを燃焼すると PCC として貯留されていた CO₂ が排出されてしまうため、その場合には、工業プロセスおよび製品使用分野における「その他プロセスでの炭酸塩の使用」の「その他」(2.A.4.d) のカテゴリーに反映される。2019 年報告(2017 年分)の 2.A.4.d の数値は 108.46 kt (=108,460 t)、2018 年は 118.77 kt (=118,770 t) となっている(この全量が PCC 由来の排出かどうかは不明である)。

(4) 日本

日本は、カナダやノルウェー等と同様に、CCS に関連する CO₂ の排出量および回収量

を、エネルギー分野の 카테고리1.C「CO₂の輸送と貯留」において報告している。 카테고리1.Cでは、CO₂の輸送、圧入、貯留の段階、および、これらに該当しない「その他」における排出量が記載される。さらに、情報項目として回収量等も記載される。

日本の NIR におけるエネルギー分野の算定方法は表 7.2-19 のように示されているが、 카테고리1.Cの算定方法については「NA」となっており、2006年 IPCC インベントリ ガイドラインを基準としていないことが分かる。後述のとおり、CO₂の回収量および排出量の算定は、主に事業者へのヒアリングに基づいている。確認のために、文献に基づく排出係数等を利用し試算も実施した上で決定している。

表 7.2-19 日本の NIR のエネルギー分野で用いている方法論

温室効果ガスの種類 カテゴリー	CO ₂		CH ₄		N ₂ O	
	算定方法	排出係数	算定方法	排出係数	算定方法	排出係数
1.A. 燃料の燃焼	CS,T2	CS	CS,T1,T2,T3	CR,CS,D	CS,T1,T2,T3	CR,CS,D
1. エネルギー産業	CS,T2	CS	CS,T1,T3	CS,D	CS,T1,T3	CS,D
2. 製造業及び建設業	CS,T2	CS	CS,T1,T3	CR,CS	CS,T1,T3	CR,CS
3. 運輸	T2	CS	T1,T2,T3	CS,D	T1,T2,T3	CS,D
4. その他部門	T2	CS	T1,T3	CR,CS,D	T1,T3	CR,CS,D
5. その他						
1.B. 燃料からの漏出	CS,T1	CS,D	CS,D,T1,T2,T3	CS,D	T1	D
1. 固体燃料	CS	CS	D,T1,T2,T3	CS,D	NA	NA
2. 石油及び天然ガス	CS,T1	CS,D	CS,T1	CS,D	T1	D
1.C. CO ₂ の輸送及び貯蔵	NA	NA				

(注) D: IPCC デフォルト値、T1: IPCC Tier1、T2: IPCC Tier2、T3: IPCC Tier3、CS: 国独自の方法または排出係数、CR: CORINAIR

出典：日本国温室効果ガスインベントリ報告書（2019）表 3-1

日本では、これまでに5つの CCS プロジェクトを実施していることを報告している（表 7.2-20）。2018年および2019年の NIR には、2016年より操業中である苫小牧における CCS プロジェクトに関するデータが報告されている。

表 7.2-20 日本における CO₂の地中圧入の事例

圧入サイト	CO ₂ 圧入期間
頸城	1991年3月～1993年6月
申川	1997年9月～1999年9月
長岡	2003年7月～2005年1月
夕張	2004年11月～2007年10月
苫小牧	2016年4月～

出典：日本国温室効果ガスインベントリ報告書（2019）表 3-91

表 7.2-21 に、日本の CRF における 2019年報告（2017年分）のカテゴリ1.Cの背景データを示す。

表 7.2-21 日本 CRF Table 1.C 「CO₂の輸送と貯留」

TABLE 1.C SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
CO₂ Transport and storage
(Sheet 1 of 1)

Inventory 2017
Submission 2019 v1
JAPAN

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA	IMPLIED EMISSION FACTORS	EMISSIONS
	CO ₂ transported or injected ⁽¹⁾ (kt)	CO ₂ (kg/kt)	CO ₂ ⁽²⁾ (kt)
1. Transport of CO ₂	110.68	NO,NA	NO,NA
a. Pipelines	110.68	NA	NA
b. Ships	NO	NO	NO
c. Other	NO	NO	NO
2. Injection and storage ⁽³⁾	221.36	NE,NA	NE,NA
a. Injection	110.68	NA	NA
b. Storage	110.68	NE	NE
3. Other	NO	NO	NO
Information item ^(4,5)			
Total amount captured for storage			110.68
Total amount of imports for storage			NO
<i>Total A</i>			110.68
Total amount of exports for storage			NO
Total amount of CO ₂ injected at storage sites			110.68
Total leakage from transport, injection and storage			NE
<i>Total B</i>			110.68
<i>Difference (A-B)⁽⁶⁾</i>			0.00

⁽¹⁾ Excluding recycled carbon dioxide (CO₂) for enhanced recovery.

⁽²⁾ Corrected for baseline background fluxes.

⁽³⁾ Fugitive emissions during above-ground operations such as processing and CO₂ recycling during enhanced oil and gas recovery operations should be reported as fugitive emissions from oil and natural gas and

⁽⁴⁾ Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon. Emissions and storage of both biogenic and fossil carbon will be estimated and reported.

⁽⁵⁾ It should be checked that the mass of CO₂ captured does not exceed the mass of CO₂ stored plus the fugitive emissions (leakage) reported for the inventory year.

⁽⁶⁾ Ideally the value should be zero (see page 5.19, volume 2 of the 2006 IPCC guidelines).

Documentation box:

Parties should provide detailed explanations on CO₂ transport and storage in the corresponding part of chapter 3: energy (CRF subsector 1.C) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.

Documentation box | bn 3.4.3.1.C Pipelines: 1.C Ships: 1.C Transport/Other: 1.C Injection: 1.C Storage: 1.C Other: 1.C Information Item:

出典 : UNFCCC (2019) Japan CRF、Table 1.C

ここで報告される CO₂回収量は、CCS プロジェクトの事業者から提供を受けた「圧入量」と同じ値となっている。これは、日本の過去の事例に基づき、CO₂の回収量は圧入量と概ね等しいと考えているためである。また、2019年報告(2017年分)の CO₂回収量(110.68 kt = 110,680 t)は、その発生源である石油精製のカテゴリー(1.A.1.b)(液体燃料)において「CO₂ amount captured」として計上し、同カテゴリーの排出量から控除されている(表 7.2-22)。なお、2018年報告(2016年分)の CO₂回収量は、29.22 kt(29,220 t)であり、2019年報告と同様に石油精製のカテゴリー(1.A.1.b)(液体燃料)の排出量から控除されている。表 7.2-23 に、1990年~2017年分の地中貯留のための CO₂回収量を示す。この表にも示す通り、過去のプロジェクトでは、アンモニア製造プラントから CO₂を回収していたため、アンモニア製造のカテゴリー(2.B.1)の排出量から控除されている。

表 7.2-22 日本 CRF Table 1.A(a) 「燃料の燃焼」

Inventory 2017
Submission 2019 v1
JAPAN

TABLE 1.A(c) SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
Fuel combustion activities - sectoral approach
(Sheet 1 of 4)

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	AGGREGATE ACTIVITY DATA		IMPLIED EMISSION FACTORS				EMISSIONS					
	(TJ)	Consumption	CO ₂ ^(b)	CH ₄		N ₂ O	CO ₂ ^(c)	CH ₄	N ₂ O	CO ₂		
				(kg/TJ)	(kg/TJ)						(kt)	Amount captured
1.A. Fuel combustion												
Liquid fuels	16819485.01	NCV/GCV ^(d)										
Solid fuels	6170883.92		67.67	2.16	1.34	1128396.23	42.17	13.30	21.15	110.68		
Gaseous fuels	4976855.53		90.69	2.29	1.92	451359.85	11.41	9.50	9.54	110.68		
Other fossil fuels ^(e)	4718099.47		51.33	2.01	0.40	242163.01	9.50	1.87	1.87	NO		
Peat ^(f)	495378.68		35.10	0.87	2.25	17385.36	0.43	1.11	1.11	NO		
Biomass ^(g)	458267.42		137.39	16.43	0.81	NO/IE	NO/IE	NO/IE	NO/IE	NO		
1.A.1. Energy industries												
Liquid fuels	7408345.04		66.97	0.34	1.01	507090.01	8.38	7.83	7.83	110.68		
Solid fuels	1038256.22		88.78	1.45	1.73	69421.68	0.36	1.05	1.05	110.68		
Gaseous fuels	3084193.94		51.22	1.07	0.43	273827.66	4.47	5.35	5.35	NO		
Other fossil fuels ^(e)	3197895.53		46.02	0.01	0.09	168791.95	3.44	1.37	1.37	NO		
Peat ^(f)	1038.66		NO/IE	IE	IE	48.72	0.00	0.00	0.00	NO		
Biomass ^(g)	87140.69		100.96	1.33	0.66	IE	IE	IE	IE	NO		
a. Public electricity and heat production ^(h)												
Liquid fuels	6629937.82		63.94	0.51	0.38	8797.85	0.12	0.06	0.06	NO		
Solid fuels	491777.37		89.22	0.13	1.74	454452.43	3.30	6.65	6.65	NO		
Gaseous fuels	2911582.48		51.22	0.79	0.43	33869.94	0.25	0.19	0.19	NO		
Other fossil fuels ^(e)	3139937.29		NO/IE	IE	IE	259769.47	0.44	3.06	3.06	NO		
Peat ^(f)	IE		NO/IE	IE	IE	160813.02	2.50	1.35	1.35	NO		
Biomass ^(g)	87140.69		100.95	1.33	0.66	IE	IE	IE	IE	NO		
b. Petroleum refining												
Liquid fuels	531323.82		65.07	0.17	1.66	8794.76	0.12	0.06	0.06	110.68		
Solid fuels	531403.08		89.53	0.13	35.24	33801.86	0.10	1.12	1.12	110.68		
Gaseous fuels	7490.49		31.21	0.39	0.28	4597.34	0.09	0.85	0.85	NO		
Other fossil fuels ^(e)	1032346		47.11	0.13	0.83	670.66	0.00	0.26	0.26	NO		
Peat ^(f)	106.80		NO/IE	IE	IE	528.03	0.00	0.00	0.00	NO		
Biomass ^(g)	IE		NO/IE	IE	IE	5.03	0.00	0.00	0.00	NO		
c. Manufacture of solid fuels and other energy industries ⁽ⁱ⁾												
Liquid fuels	227383.40		70.39	1.10	0.60	16833.72	4.99	0.06	0.06	NO		
Solid fuels	143710.08		81.68	24.43	0.84	13377.32	0.01	0.01	0.01	NO		
Gaseous fuels	51.44		51.44	19.63	0.51	2450.30	0.84	0.03	0.03	NO		
Other fossil fuels ^(e)	45634.78		15.90	43.69	NO	43.69	IE	IE	IE	NO		
Peat ^(f)	931.87		NO/IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	NO		
Biomass ^(g)	IE		IE	IE	NO	0.57	IE	NO	NO	NO		

Note: All footnotes for this table are given at the end of the table on sheet 4.

Note: For the coverage of fuel categories, refer to the 2006 IPCC Guidelines (chapter 1 of energy/volume, section 1.4.1.1, page 1.11). If some derived gases (e.g. gas works, gas, coke oven gas, blast furnace gas) are considered, Parties should provide information on the allocation of these derived gases under the above fuel categories (liquid, solid, gaseous, biomass and other fuels) in the NTR (see also documentation box at the end of sheet 4 of this table).

表 7.2-23 地中貯留のために回収されたCO₂量

圧入サイト	単位	1990	1991	1992	1993	1997	1998	1999	2003	2004	2005	2006	2007	2016	2017	Reported under
頸城	kt	0.23	3.93	4.46	1.17	NO	NO	2.B.1 Ammonia production								
申川	kt	NO	NO	NO	NO	2.37	4.87	2.71	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	2.B.1 Ammonia production
長岡	kt	NO	3.98	6.43	NO	NO	NO	NO	NO	2.B.1 Ammonia production						
夕張	kt	NO	0.04	0.12	0.36	0.37	NO	NO	1.A.1.b Petroleum refining							
苫小牧	kt	NO	29.22	110.68	1.A.1.b Petroleum refining											

出典：環境省（2019）日本国温室効果ガスインベントリ報告書、表 3-93

また、CCSに関連するCO₂排出量については、基本的に、CO₂の輸送、圧入、貯留のすべての段階において、試算した排出量が算定対象となる年間排出量3,000 t未満であったため、「NA（該当しない）」または「NE」として報告されている¹²（表 7.2-24）。2019年および2018年報告では、苫小牧のプロジェクトからの排出のみが該当する。

表 7.2-24 CO₂の輸送と貯留（1.C）の温室効果ガス排出量

部門		1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1.C.1 CO ₂ の輸送	a. パイプライン	NE	NO	NO	NE	NO	NA								
	b. 船舶	NO													
	c. その他	NE	NO	NO	NE	NO									
1.C.2 圧入及び貯留	a. 圧入	NE	NO	NO	NE	NO	NA								
	b. 貯留	NE													
1.C.3 その他		NO													

出典：環境省（2019）日本国温室効果ガスインベントリ報告書、表 3-92

2017年分のCO₂のパイプライン輸送のカテゴリー（1.C.1.a）における排出量は、「NA」と報告されている（表 7.2-21）。これは、苫小牧のプロジェクトのパイプラインが、構造上パイプライン内のガスが漏洩しないように設計され、気密試験の実施により気密性の確保が確認されているためである。なお、過去の他のプロジェクトでは、「NE」と報告されている（表 7.2-24）。これは、プロジェクトの事業者に対するヒアリングから、パイプライン輸送時の漏洩は基本的に起こらず、もし発生したとしても微量であるとの見解に基づく。また、2006年IPCCガイドラインが示す排出係数のデフォルト値等を用いた試算も実施し、3,000 t未満であることを確認している。

船舶輸送（1.C.1.b）は実施されていないため、「NO（発生しない）」と報告されている。

陸上輸送や貯蔵タンク等からの排出を指す、CO₂の輸送の「その他」のカテゴリー（1.C.1.c）では、CO₂の地中貯留が実施された年度のみ、「NE」と報告されている。これは、プロジェクトの事業者に対するヒアリングから、この段階での漏洩は基本的に起こ

¹² 「NE」と報告できる場合には排出量の算定が不可能なケースと、排出量が微量であるケースがあるが、本報告書では後者の意味でのみ「NE」が使われている。

らず、もし発生したとしても微量であるとの見解に基づく。

CO₂の圧入のカテゴリー(1.C.2.a)では、苫小牧のプロジェクトが気密性を確保しているため、「NA」と報告されている(表7.2-21)。なお、過去の他のプロジェクトでは、「NE」と報告されている(表7.2-24)。これは、プロジェクトの事業者に対するヒアリングから、圧入の段階での漏洩は基本的に起こらず、もし発生したとしても微量であるとの見解に基づく。また、Koorneef et al. (2008)¹⁰⁾が示す排出係数等を用いた試算も実施し、3,000 t未満であることを確認している。

CO₂の貯留のカテゴリー(1.C.2.b)では、「NE」と報告されている(表7.2-21、表7.2-24)。これは、プロジェクトの事業者に対するヒアリングから、貯留の段階での漏洩は基本的に起こらず、もし発生したとしても微量であるとの見解に基づく。また、IPCCのCCS特別報告書(2005)¹¹⁾が示す圧入CO₂のうち貯留層に貯留される割合等を用いた試算も実施し、3,000 t未満であることを確認している。

CO₂の輸送、圧入、貯留に該当しないCCSに関連する「その他」のカテゴリー(1.C.3)では、該当する排出源がないため、「NO」と報告されている。

(5) 米国

米国のインベントリでは、食品加工や化学製品の製造等、CO₂-EOR以外の目的で産業利用されたCO₂は、その産業利用において大気中へ排出されたと仮定し、回収したCO₂を使用している場合も含めて計算することとしている。また、天然ガス精製およびアンモニア製造プラントから排出されるCO₂も、CO₂を回収しているかどうかに関わらず、すべて大気中へ排出したと仮定し、天然ガスシステムおよびアンモニア製造のカテゴリーの排出量に含まれている。回収したCO₂を大気中へ排出したと仮定する明確な根拠や理由は記載されておらず、不明である。

CO₂-EORの目的で利用された量に関して、その起源が天然のCO₂については、その全量が貯留されていると仮定しているため、排出量には加算されていない。産業施設から分離・回収されたCO₂に関しては、米国はGHG Reporting Program (GHGRP)により、2010年以降にEOR目的で分離・回収されたCO₂の量を把握しているが、データの秘密保持を理由として2014年以降の数値を固定しており、公表していない(表7.2-25)。

表 7.2-25 EOR 目的で回収・分離された CO₂ の量 (kt)

Stage	1990	2005	2013	2014	2015	2016	2017
Capture Facilities	4,832	6,475	12,205	13,093	13,093	13,093	13,093
Extraction Facilities	20,811	28,267	46,984	46,225	46,225	46,225	46,225
Total	25,643	34,742	59,189	59,318	59,318	59,318	59,318

Note: Totals may not sum due to independent rounding.

出典：EPA (2019)、Table 3-63

したがって、米国では CCS による排出量の削減については、UNFCCC への報告に含めていないことが分かる。CRF の Table 1.C においても、CCS に関連する排出量は「IE (他に含む)」、回収量、圧入量等は「NA (該当しない)」と記載されているのみである (表 7.2-26)。「エネルギー産業」(1.A.1)や「石油、天然ガスおよびその他エネルギー生産由来の排出」(1.B.2)等の表にある「CO₂ – Amount captured」の欄にも、数値は記載されておらず、詳細は不明となっている。

表 7.2-26 米国 CRF エネルギー分野の Table 1.C 「CO₂ の輸送と貯留」

TABLE 1.C SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
CO₂ Transport and storage
(Sheet 1 of 1)

Inventory 2017
Submission 2019 v1
UNITED STATES OF AMERICA

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA	IMPLIED EMISSION FACTORS	EMISSIONS
	CO ₂ transported or injected ⁽¹⁾ (kt)	CO ₂ (kg/kt)	CO ₂ ⁽²⁾ (kt)
1. Transport of CO₂			
a. Pipelines	IE	IE	IE
b. Ships	IE	IE	IE
c. Other	IE	IE	IE
2. Injection and storage⁽³⁾			
a. Injection	IE	IE	IE
b. Storage	IE	IE	IE
3. Other	IE	IE	IE
Information item ^(4, 5)			
Total amount captured for storage			NA
Total amount of imports for storage			NO
<i>Total A</i>			NO, NA
Total amount of exports for storage			NA
Total amount of CO ₂ injected at storage sites			NA
Total leakage from transport, injection and storage			NA
<i>Total B</i>			NA
<i>Difference (A-B)⁽⁶⁾</i>			NO, NA

⁽¹⁾ Excluding recycled carbon dioxide (CO₂) for enhanced recovery.

⁽²⁾ Corrected for baseline background fluxes.

⁽³⁾ Fugitive emissions during above-ground operations such as processing and CO₂ recycling during enhanced oil and gas recovery operations should be reported as fugitive emissions from oil and natural gas and

⁽⁴⁾ Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon. Emissions and storage of both biogenic and fossil carbon will be estimated and reported.

⁽⁵⁾ It should be checked that the mass of CO₂ captured does not exceed the mass of CO₂ stored plus the fugitive emissions (leakage) reported for the inventory year.

⁽⁶⁾ Ideally the value should be zero (see page 5.19, volume 2 of the 2006 IPCC guidelines).

Documentation box:	
Parties should provide detailed explanations on CO ₂ transport and storage in the corresponding part of chapter 3: energy (CRF subsector 1.C) of the NIR. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.	
Documentation box	

出典：UNFCCC (2019) USA CRF、Table 1.C

この点につき、EPA は、今後改善できるように努めることを明記している。具体的には、排出量推計に必要な GHGRP の追加的なデータの利用可能性やその他の方法の評価を継続するとしている。さらに、EPA は、CCS を算定に反映する手法を検討しており、今後 CCS に関連する排出量や回収量等が示される可能性はあると考えられる。

なお、GHGRPの制度に基づき、一部の施設単位でのCCS関連の排出量および圧入量を知ることができる。2016年には、1件の施設で310万tのCO₂が圧入され、CCS関連の排出が9,818tあったことが報告されている。2017年には、3件の施設で600万tのCO₂が圧入され、CCS関連の排出が9,577tあったことが報告されている。

(6) その他の国(非附属書I国)

操業中の大規模統合CCSプロジェクト¹³は、既述のノルウェー、カナダ、フィンランド、日本、米国の他に、中国、ブラジル、サウジアラビア、アラブ首長国連邦(UAE)に存在している¹²⁾。ただし、中国、ブラジル等の国は非附属書I国であるため、毎年のインベントリの報告義務がなく、最新のインベントリは中国が2014年、ブラジルが2015年、サウジアラビアが2012年、UAEが2014年のものとなっていた。表7.2-27に示す通り、ブラジルを除くすべての国でインベントリの情報は、大規模統合CCSプロジェクトの操業開始前である。そのため、インベントリにおけるCCSプロジェクトの扱いは確認できなかった。また、プロジェクト操業開始後に報告されているブラジルのインベントリにも、CCSによるCO₂回収量や排出量等に関する記述はなかった。なお、附属書I国が提出するNIRに存在するカテゴリー1.C「CO₂の輸送と貯留」が、非附属書I国のインベントリには含まれていなかった。

サウジアラビアとUAEのレポートには、CCSプロジェクトに関する記載があるが、いずれもプロジェクトの概要を示す程度であり、インベントリ上の扱い等に関する記述は含まれていなかった。

表 7.2-27 大規模統合CCSプロジェクトが操業中の非附属書I国のインベントリ状況

	大規模統合CCSプロジェクト	圧入開始年	最新インベントリ
中国	CNPC Jilin Oilfield CO ₂ -EOR	2018年	2014年 ¹³⁾
ブラジル	Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS	2013年	2015年 ¹⁴⁾
サウジアラビア	Uthmaniyah CO ₂ -EOR	2015年	2012年 ¹⁵⁾
UAE	Abu Dhabi CCS	2016年	2014年 ¹⁶⁾

出典：GCCSI CO₂RE データベース¹²⁾、UNFCCC のサイト^{17)、18)} より作成

¹³ Global CCS Institute が定義する大規模統合プロジェクトのことで、石炭火力発電所の場合は年間CO₂量80万トン以上、その他の集中排外型産業施設の場合(天然ガス火力発電所を含む)は年間CO₂量40万トン以上の規模のCO₂の回収、輸送及び貯留を含むプロジェクトである。

7.2.5 CDP やTCFD におけるCO₂排出量およびCCS/EORへの言及

(1) CDP におけるCO₂排出量およびCCS/EORへの言及

CDP (Carbon Disclosure Project) は、機関投資家が連携して企業の温暖化対策や水戦略、森林への対応等環境に関わる情報公開を進めるプロジェクトである。2003年に気候変動関連の情報調査を開始して以降、2018年には、世界の時価総額の50%以上に相当する7,000社を超える企業が、CDPのプラットフォームを通じて環境データを開示している。

CDPでは企業へ質問書を送付し、その回答に対して「情報開示レベル」「認識レベル」「マネジメントレベル」「リーダーシップレベル」という観点から評価され、A~Fまでのスコアリングを行っている。なお、日本ではFTSE ジャパンインデックス (Financial Times Stock Exchange, ロンドン株価指数) に該当する企業を基本として選定した500社に質問書を送付している。上記の500社以外にも自主回答している企業があり、2019年は356社(うち自主回答40社)の日本企業が回答している。

質問の内容は、気候変動関連の課題に対する取締役会の関与度合い等のガバナンス、気候変動リスクと気候変動関連の機会の認識、気候変動の課題と事業戦略との関連性、CO₂以外の物質も含めたGHG排出削減目標の有無¹⁴、GHG排出量の開示、カーボンプライシングによる規制の状況、気候変動情報の開示媒体等となっている。

GHG排出量に関しては、スコープ1の排出量(企業が自社で排出した量)、スコープ2の排出量(企業が自社で使用した電力等のエネルギーに起因する排出量)、スコープ3の排出量(企業活動に関わるサプライチェーン全体の排出量)や、算定方法、外部検証/保証を受けているか等について質問している。またCCSについては、石油・天然ガスセクター向けの質問書の中では、CCSの実施の有無、CO₂貯留量についての質問が行われている程度である。各企業の回答内容については、7.2.7(1)に記載した。

(2) TCFD におけるCO₂排出量およびCCS/EORへの言及

気候関連財務情報開示タスクフォース(TCFD)は、世界の中央銀行総裁が集まる金融安定理事会(FSB)の傘下で気候変動の財務リスクの開示を企業に求めるプロジェクトである。企業に対して、投資家や金融機関が判断に用いる情報の提供を求めており、気候変動が将来の事業に及ぼし得る影響を分析するためにシナリオ分析の実施を求めている。なお、シナリオ分析を行う上での考慮すべき要素や分析にあたっては、使用を推奨する条件(国際エネルギー機関(IEA)やIPCCが示す気候シナリオ等)に関する言及はされていない。

¹⁴ 質問票の中では、開示しているGHG物質の種類ごとの内訳を求めており、選択肢は「CO₂、CH₄、N₂O、HFCs、PFCs、SF₆、NF₃、その他」と挙げられている。

るものの、厳密な手順や条件が規定されているわけではない。世界で930以上の団体が賛同(2019年12月時点)している。CDPの中でも2018年以降、TCFDの勧告に基づくシナリオ分析に関する質問項目を追加している。

TCFDは気候関連財務情報の開示が、気候関連リスクおよび機会に対する投資家の理解を深めるとともに、情報開示に関するガバナンスのプロセスが既存の公開財務情報開示と同様に、必要に応じて最高財務責任者や監査役会のレビューを受けるようなものになることを期待して、企業が通常公開している年次財務報告の中で行うことを提言している。

TCFDはCO₂以外のGHGも対象としており、そのガイダンスの中では、GHG排出量¹⁵の算定方法までの言及はないが、GHG排出量を投資判断の指標とするために、収益当たりのGHG排出量を用いて投資効果を測る加重平均炭素強度測定基準により開示することを推奨している。これは情報開示の第一歩であり、より意思決定に役立つ気候関連の指標の開発への期待も示されている。表7.2-28に加重平均炭素強度測定基準に基づくGHG排出量の算出方法を示す。またCCSについては、シナリオ分析を行う上での考慮するパラメータの一つとして言及されているが、開示方法等の具体的な取り扱いについては示されていない。

表 7.2-28 加重平均炭素強度測定基準に基づく GHG 排出量の算出方法

概要	投資ポートフォリオにおける当該投資の比率と、その収益当たりの GHG 排出量により投資効果を測定する手法
計算式	$\Sigma \left(\frac{\text{投資の時価評価額}}{\text{ポートフォリオの時価評価額}} \times \frac{\text{GHG 排出量}}{\text{収益}} \right)$

7.2.6 CCS/EOR 実施者における、CCS/EOR による CO₂ 削減量の取り扱い事例

(1) 米国の GHGRP 制度における CCS/CO₂-EOR に関する報告

米国の GHGRP 制度は、米国の環境保護庁 (US EPA) が 2009 年に開始した制度で、温室効果ガス (GHG) を大気へ排出する施設、および、燃料や産業ガスの供給業者に対し報告を義務付けるものである。2010 年には、CCS および CO₂-EOR 等により、CO₂ を地中へ圧入する施設にも、そのデータを報告することが義務付けられた¹⁹⁾。これらの施設は Geologic Sequestration of CO₂ (RR) カテゴリー、または Injection of CO₂ (UU) カテゴリー

¹⁵ 大気中に放出されると熱を捕捉する能力を有するガス。CO₂、CH₄、N₂O、HFC、PCF、SF₆、NF₃と定義されている。

ゴリーに該当する。RR カテゴリーと UU カテゴリーの対象となる施設を以下の表 7.2-29 に示す。

表 7.2-29 RR カテゴリーと UU カテゴリーの対象となる施設

RR カテゴリー	UU カテゴリー
<p>(a) CO₂ 流を長期間封じ込める目的で地下地層へ圧入する単一または複数の坑井 (UIC プログラムのクラス VI として許可されたすべての坑井を含む)。</p> <p>(b) 原則、CO₂ 流の圧入が石油または天然ガスの増進回収 (EOR または EGR) を目的としている坑井または複数の坑井は、対象に含まない。ただし、以下の場合は、EOR または EGR であっても対象となる。</p> <p>1) 事業者が CO₂ 流を長期間封じ込める目的で圧入しており、MRV 計画を提出し承認を受けた場合</p> <p>2) UIC プログラムのクラス VI として許可を受けた坑井である場合</p> <p>(c) 研究開発 (R&D) プロジェクトである場合には、RR カテゴリーにおける報告の免除を受けることができる。</p>	<p>(a) CO₂ 流を地下に圧入する単一または複数の坑井 (RR カテゴリーで報告した場合には、UU カテゴリーで報告する必要がない)。</p>
<p>このカテゴリーの報告基準となる CO₂ の量はなく、いかなる量の CO₂ を圧入した場合でも報告の義務がある。</p>	<p>このカテゴリーの報告基準となる CO₂ の量はなく、いかなる量の CO₂ を圧入した場合でも報告の義務がある。このカテゴリーでは、供給された CO₂ の量を報告する。</p>

出典：米国 CFR Title 40 § 98.440 および § 98.470 より作成

RR カテゴリーは、長期的な貯留を目的とする CO₂ の地中への圧入を実施する施設が該当する。RR カテゴリーでは、供給された CO₂ の情報を報告すること、MRV 計画を US EPA により認証をうけ、モニタリング活動を報告すること、さらに、地中貯留した CO₂ の量を物質収支に基づき報告することが必要となる。

UU カテゴリーは、CO₂ を地下へ圧入する施設のうち RR カテゴリーに該当しないものが該当する。RR カテゴリーには、原則 EOR は含まれないため、EOR を実施する施設が中心となる。UU カテゴリーでは、供給された CO₂ の情報の報告のみが必要となる（さらに、後述のとおり、この情報は非公開とすることが認められている）。

RR カテゴリーで報告した施設は UU カテゴリーで報告する必要はなく、UU カテゴリーで報告した施設は RR カテゴリーで報告する必要がない。また、UU カテゴリーに該当する施設であっても、MRV 計画の提出等の要件を満たせば、RR カテゴリーで報告する

ことを選択することが認められている。さらに、地中貯留が目的であっても R&D プロジェクトは、RR カテゴリーが免除され、UU カテゴリーで報告することが認められている。

GHGRP 制度に基づき報告されたデータは、企業秘密として非公開にすることが認められたデータを除き、すべて公開しなければならない。US EPA は、秘密保持の決定 (confidentiality determination) は、原則、個別に検討することとしていたが、GHGRP 制度の報告数が非常に多いため、通常のデータの公表時期に影響を及ぼすことが懸念された。そのため、秘密保持を認めるか否かの決定をデータのカテゴリーごとに行うこととし、2012年8月には、すべてのカテゴリーに対する対応が決定している²⁰⁾。その結果、CO₂-EOR を含む UU カテゴリーで報告する CO₂ 圧入量は、企業秘密 (Confidential Business Information) として非公開とすることを認める決定となっている。

2018年には99件の施設が UU カテゴリーにリストされているが、そのうち97件が “confidential” として数値を公表していない (上述のとおり、CO₂-EOR については GHGRP 制度において CO₂ 圧入量を企業秘密とすることが認められている)。2018年に CO₂ 量の記載があるのは2件の施設のみであった。うち1件は R&D プロジェクトである Mountaineer (報告値: 0 t) であり、もう1件は Core Energy Otsego County EOR Operations (報告値: 309,858 t) である。上述のとおり、GHGRP 制度において、R&D プロジェクトは RR カテゴリーに該当するプロジェクトであっても、より規制の緩い UU カテゴリーで報告することが認められている。また、Core Energy Otsego County EOR Operations は、RR カテゴリーでも同じ数値で報告しているが、UU と RR の両カテゴリーで同じ報告をしている理由は不明である。

一方、RR カテゴリーにおいて、2018年には5件の施設が CO₂ の貯留量を報告している (表 7.2-30)。主な事業者は、ADM、Core Energy、Occidental、ExxonMobil である。

表 7.2-30 米国 GHGRP 制度の Geologic Sequestration of CO₂ (RR) カテゴリーにおける報告 (2018 年)

施設名	州	事業者名	CO ₂ 貯留量 (t)
Archer Daniels Midland Co.	イリノイ	Archer Daniels Midland Co. (100%)	525,002
Core Energy Otsego County EOR Operations	ミシガン	Core Energy LLC (100%)	309,858
Denver Unit	テキサス	Occidental Petroleum Corp (53.03%),	3,489,481

		Chevron Corp (15.7%), ConocoPhillips (15.7%), ExxonMobil Corp (15.57%)	
Hobbs Field	ニュー メキシコ	Occidental Petroleum Corp (100%)	2,910,162
Shute Creek Facility	ワイオミ ング	ExxonMobil Corp (100%)	427,054
合計			7,661,557

出典：US EPA の FLIGHT データベース²¹⁾ より作成

以上のように、CO₂-EORに関連するCO₂圧入量は企業秘密であることから、GHGRP制度においても非公開となっている。一般的に、CO₂-EOR事業者とCO₂供給業者との間の売買契約が企業秘密となるため、通常、CO₂圧入量に関連するデータも公表されない²²⁾。ただし、合計値ではあるが、EPAのウェブサイト上でCO₂圧入に関連する2014年のデータが公開されており、全体の傾向を確認することができる(表7.2-31)。

表 7.2-31 GHGRP 制度の CO₂-EOR・CCS に関連する報告 (2014 年)

	CO ₂ 量 (万 t)	報告した施設数
CO ₂ 供給および回収		
CO ₂ 生産 (天然由来)	5,100	16
CO ₂ 回収 (産業排出由来)	2,100	123
合計	7,200	139
CO ₂ の地下圧入		
EOR 目的	6,300	86
地中貯留 (酸性ガス処分、R&D プロジェクトを含む)	100	10
合計	6,400	96

出典：US EPA、GHGRP のサイト²³⁾ より作成

表 7.2-31 のデータから、CO₂供給における産業排出源から回収されたCO₂の割合が29%であり、天然CO₂の方が多いことが分かる。さらに、CO₂-EOR (UU) の目的で圧入されるCO₂がほとんどであり、全体に占める地中貯留 (RR) の割合は2%未満であることが分かる。2018年には地中貯留 (RR) において約766万tが報告されており、大幅に増加しているが、CO₂-EOR (UU) が2014年と同程度と仮定しても、地中貯留 (RR) の割合は約10%である。

(2) 欧州のEU-ETSにおけるCCS/CO₂-EORに関する報告

欧州のEU-ETSのデータベースにおいては、回収されたCO₂について、全体で数百トンという報告しかなかった。

(3) 調査対象および調査結果

前述のRRカテゴリーで報告している米国4社に、GCCSIの大規模CCSプロジェクトのデータベースにおいて「運転中」とあるプロジェクトのオペレータを加え、それら企業について個別にAnnual ReportおよびSustainability Report等の公開情報を調査し、その企業におけるCCS/CO₂-EORの位置づけを調査した。表7.2-32に調査対象とした17社を示す。

表 7.2-32 CCS/CO₂-EORによるCO₂削減量の取り扱い事例の調査対象とした企業

■ Blue Source	■ NRG
■ Koch Industries	■ Air Products
■ CVR Energy	■ Denbury
■ ConocoPhillips	■ Core Energy
■ Basin Electric Power Cooperative (子会社 Dakota Gasification)	■ Shell
■ Archer Daniels Midland Company (ADM)	■ SaskPower
■ ExxonMobil	■ Equinor
■ Occidental	■ Total
	■ Chevron

主に、以下の点を調査し、その結果を表に示す。

- 1) CCS/CO₂-EORが、その企業の主要なGHG・CO₂削減対策の一つとなっているか？
- 2) 企業のGHG・CO₂削減量全体に対して、CCS/CO₂-EORによる削減が寄与していることを定量的に表す記載があるかどうか？

これらの結果を、それぞれ、表7.2-33の「CO₂削減対策」と「削減量としての寄与」の列に示す。今回調査したAnnual ReportおよびSustainability Reportにおいては、一般的にCCSやCO₂-EORに関する記載は少なかった。

表 7.2-33 各企業の Annual Report や Sustainability Report 等における CCS/EOR の
取り扱い

企業名	主要プロジェクト (CCS/EOR)	CO ₂ 削減 対策	削減量 として の寄与	参考資料	備考
Blue Source	Terrell Natural Gas Processing Plant (EOR)	NA	NA	資料なし	
Koch Industries	ENID Fertilizer (EOR)	NA	NA	資料なし	
CVR Energy	Coffeyville Gasification (EOR)	×	×	Annual Report 2018	CO ₂ -EOR に関する記載なし。
ConocoPhillips	Lost Cabin Gas Plant (EOR)	○	△	Sustainability Report 2018	2017年からの排出削減のうち、-0.5Mt が回収CO ₂ の売却によるもの。ただし、オイルサンドの開発に伴う排出量増加により最終的な削減は-0.3Mt となっている。(図 7.2-4)
Basin Electric Power Cooperative	Great Plains Synfuels Plant and Weyburn and Midale * 1 (EOR)	×	×	Annual Report 2018	Wyoming の CCUS 統合テストセンターへの関与に関する記述のみ。
ADM	Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (CCS)	○	×	Sustainability Report 2018, 2019 Letter to Stockholders Proxy Statement	CO ₂ 排出削減対策として挙げる3つの方法の一つである再生可能エネルギーやプロセス革新に、CCS が含まれる。
ExxonMobil	Shute Creek Gas Processing Facility (EOR)	○	○	Sustainability Report 2017	CCS は CO ₂ 排出削減対策の一つであり、エネルギー効率向上・コージェネレーションやフレアリング削減と共に、CO ₂ 回収による削減への寄与も示している (図 7.2-3)。
Occidental	Century Plant (EOR)	○	×	Climate Report 2018	CO ₂ 排出削減対策の一つとなっているが、削減量への寄与については記載なし。
NRG	Petra Nova (EOR)	○	×	Sustainability Report 2018	CO ₂ 排出削減対策の一つとなっているが、削減量への寄与については記載なし。
Air Products	Port Arthur Industrial CCS (CCS)	×	×	Sustainability Report 2019	CCS 実施に言及しているが、同社が注力する炭化水素のガス化に組み合わせていることを紹介する程度。気候変動対策の代表にも含まれていない。
Denbury	Bell Creek (EOR) Citronelle (EOR)	○	×	Corporate Responsibility Report 2018	CO ₂ 排出削減対策の代表となっているが、削減量への寄与については記載なし。
Core Energy	Core Energy Ostego County EOR (EOR)	NA	NA	資料なし	
Shell	Quest (CCS) Northern Lights (CCS) ※計画段階	○	△	Sustainability Report 2018	カーボンフットプリントの計算には CCS による削減分を含めているが、2017-2018 年の CO ₂ 排出量の変化の報告には、Quest CCS プロジェクトによる 100 万トンの CO ₂ 回収量を含めていない。
SaskPower	Boundary Dam CCS	×	×	Annual Report 2018-	従来式の石炭火力発電所撤廃の政策に言及し、

企業名	主要プロジェクト (CCS/EOR)	CO ₂ 削減 対策	削減量 としての 寄与	参考資料	備考
	(CCS)			2019	CCSに積極的な姿勢が見られない。今後の排出削減対策にも含まれていない。
Equinor	Sleipner CO ₂ Storage (CCS) Snøhvit CO ₂ Storage (CCS) Northern Lights (CCS) ※計画段階	×	×	Sustainability Report 2018	排出削減は主に効率の向上によるとしており、CCSは排出削減対策に含まれていないが、研究開発分野として投資対象の位置づけ。さらに、CO ₂ の回収・貯留量>削減量であり、削減量に含まれていないことが推測できる。
Total	Northern Lights (CCS) ※計画段階	×	×	Registration Document 2018	現時点での排出削減は主にフレアリングの低減とエネルギー効率の向上によるとしており、CCSは研究開発分野として投資対象の位置づけ。
Chevron	Gorgon (CCS)	○	×	Cooperate Responsibility Report 2018	CO ₂ 排出削減対策の一つとなっているが、削減量への寄与については記載なし。

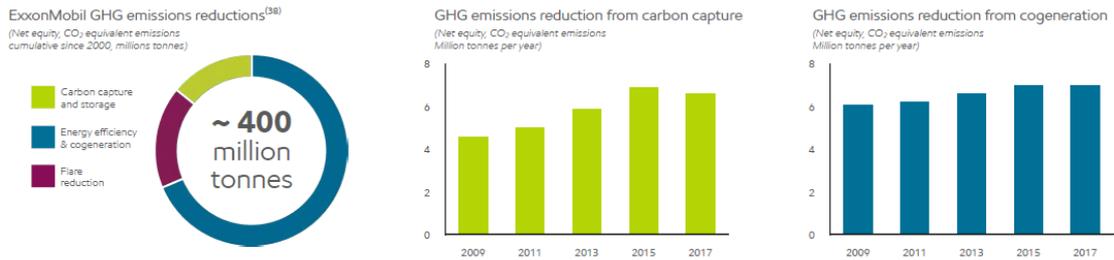
※1: 子会社の Dakota Gasification が実施。

対象とした企業のうち CO₂-EOR のみを実施する 3 件 (Blue Source、Koch Industries、Core Energy) は、Annual Report や Sustainability Report が確認できなかった。

また、CCS に関する記載があっても、CO₂削減対策の一つとして位置づけられていないケースも多くあった (例: 研究開発分野として投資対象とするような位置づけ)。

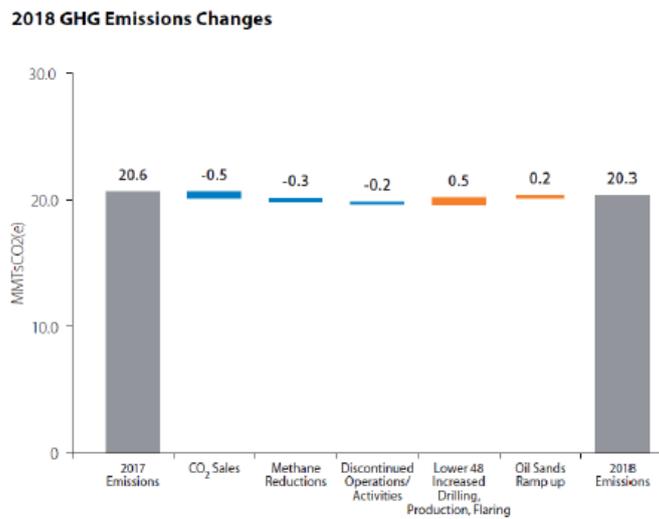
GHG・CO₂削減対策の一つとなっている場合でも、実際に削減量に占める CCS/CO₂-EOR による寄与が分かるような記載となっているものは、ほとんどなかった。唯一、ExxonMobil が、エネルギー効率向上・コージェネレーションやフレアリング削減と並び、CO₂回収による CO₂排出削減への重要性を定量的に示していた (図 7.2-3)。

ConocoPhillips は、CO₂削減量への寄与を数値で示しているが、CO₂利用のための売却という項目であるため表 7.2-33 中での評価は「△」とした (図 7.2-4)。Shell は、カーボンフットプリントの計算には CCS による削減分を含めている (2016 年～2018 年まで 79 gCO₂e/MJ で一定、表 7.2-34)。ただし、2017 年から 2018 年の CO₂排出量の変化の報告では、Quest CCS プロジェクトによる 100 万トンの CO₂回収量を含めていないため、表 7.2-33 中での評価を「△」とした (図 7.2-5)。また、Equinor では、CO₂の回収・貯留量 (2018 年: 140 万 t) の方が、CO₂排出削減量 (2018 年: 26.4 万 t) よりも多くなっており (表 7.2-35)、CCS が同社の CO₂排出削減量に含まれていないことが推測される (事実、CO₂の削減は主に効率アップによるものとしている)。



出典 : Energy and Carbon Summary 2019

図 7.2-3 ExxonMobil の例



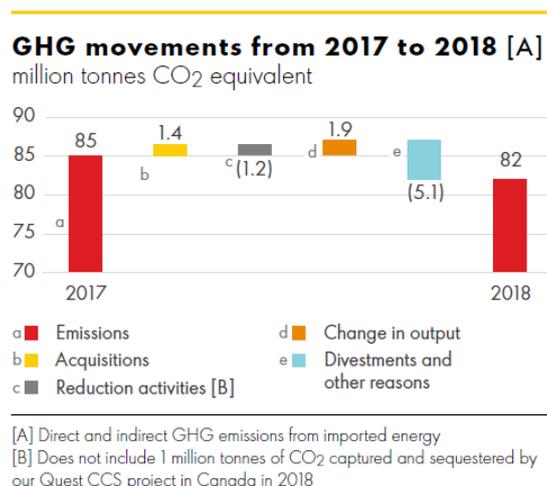
出典 : ConocoPhillips (2018) Sustainability Report 2018

図 7.2-4 ConocoPhillips の例

表 7.2-34 Shell の例 (カーボンフットプリント)

	2018	2017	2016
Net Carbon Footprint (gCO ₂ e/MJ)	79	79	79

出典 : Shell (2018) Sustainability Report 2018



出典：Shell (2018) Sustainability Report 2018

図 7.2-5 Shell の例 (排出量の変化)

表 7.2-35 Equinor の例

Carbon dioxide (CO ₂) captured and stored								
CO ₂ emissions captured and stored per year	Operational control	million tonnes	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2
Accumulated CO ₂ emissions captured and stored	Operational control	million tonnes	23.6	22.3	20.9	19.5	18.0	17.0
Carbon dioxide (CO ₂) emission reductions								
Annual CO ₂ emissions reductions	Operational control	thousand tonnes	264	356	324	553	340	175
Accumulated CO ₂ emissions reductions 2008-2016 [4]	Operational control	thousand tonnes	n/r	n/r	1,750	1,430	880	540
Accumulated CO ₂ emissions reductions 2017-2030 [4]	Operational control	thousand tonnes	620	356				

出典：Equinor (2018) Sustainability Performance Data

7.2.7 CCS/EOR によるクレジット (CO₂クレジット、Tax クレジット) 取得に関する情報

(1) CDP Climate Change

前項の調査で対象とした企業を対象に、「CDP」による質問書への回答のうち、クレジットに関する内容を調査した。「CDP」とは、世界の主要企業における気候変動への取り組みに関する情報を収集し、評価する国際 NGO である。

CDP への回答資料が企業ウェブサイト上で公開されていたのは、調査対象とした 17 社中、9 社であった (Conocophillips, ExxonMobil, Occidental, NRG, Air Products & Chemicals, Inc., Shell, Equinor, Total, Chevron、表 7.2-36)。それらの企業による、

CCSの実施の有無、CO₂貯留量に関する質問への回答を表7.2-37にまとめた。

表 7.2-36 CDP Climate Change への参加状況

企業	参加/回答の状況	参加年
Blue Source	未参加	—
Koch Industries	無回答(2016、2018-2019) 回答拒否(2017)	2016-2019
CVR Energy	無回答	2014、2016-2019
Conocophillips	回答(毎年)	2010-2019
Basin Electric Power Cooperative	未参加	—
ADM	無回答(2010、2011、2013) 回答(2012、2014-2019) ※入手不可	2010-2019
ExxonMobil	回答(2010-2017) 無回答(2018) 回答拒否(2019)	2010-2019
Occidental	回答(毎年)	2010-2019
NRG	回答(毎年)	2010-2019
Air Products	回答(毎年)	2010-2019
Denbury	無回答(2010、2012、2016-2019) 回答拒否(2011、2013、2015) 情報提供あり(2014)	2010-2019
Core Energy	未参加	—
Shell	回答(毎年)	2010-2019
SaskPower	未参加	—
Equinor	回答(毎年)	2010-2019
Total	回答(毎年)	2010-2019
Chevron	回答(毎年)	2010-2019

出典：CDPのサイトにおける検索²⁴⁾に基づき作成

表 7.2-37 CCSの実施の有無、CO₂貯留量に関する各社の回答

企業	調査年	CCSの実施の有無	CO ₂ 貯留量(トン/年)	貯留開始
Conocophillips	2018年	有	375,470	2013年
ExxonMobil	2016年	有	228,000 (地下への長期貯留)	1996年
			368,000 (酸性ガス)	2005年
			2,272,000 (EOR、EGR用途)	1980年
Occidental	2018年	有	12,456,489	2016年
NRG	2018年	無回答	無回答	—
Air Products	2019年	無回答	無回答	—
Shell	2019年	有	1,070,000	2015年
Equinor	2018年	有	1,359,741	1996年
Total	2019年	有	144,000 (地下への長期貯留)	2009年
			12,000 (EOR、EGR用途)	2017年
			71,000 (付随ガスの再注入)	2018年
Chevron	2017年	有	200,000	2015年

出典：CDPのサイトにおける検索²⁴⁾に基づき作成

これらのうち、CCS/EORによるクレジット取得があると回答していたのは、Questプロジェクトを実施するShellのみであった(表7.2-38)。

表 7.2-38 CDP Climate Change 質問書に対するShellの回答の抜粋の和訳(CO₂クレジット等に関連する部分)

<p>(C11.2) あなたの組織は、報告対象期間内にプロジェクトベースのCO₂クレジットを創出または購入しましたか?</p> <p>はい</p> <p>(C11.2a) 報告対象期間内に創出または購入したプロジェクトベースのCO₂クレジットに関する詳細を教えてください。</p> <p>クレジットの創出/購入：クレジットの創出</p> <p>プロジェクトの種類：その他(CCS)</p> <p>プロジェクトの説明：このオフセットプロジェクトの目的は、Alberta Offset Systemに基づきShell Canada Limited(Shell)のQuest CCSプロジェクトが生み出した排出削減</p>
--

減を定量化することである。Quest CCS プロジェクトは、アルバータ州の Edmonton 北東に位置する Scotford 工業団地にある Scotford Upgrader の GHG 排出の約 3 分の 1 を回収している。このプロジェクトにおいて CO₂ をオフセットとなるのは、下部カンブリア系砂岩層の約 2 km 下の深さに位置する塩水帯水層への CO₂ の地中貯留に起因する直接的な GHG 排出削減によるものである。この活動は、CO₂ の恒久的な隔離と見なされる。

検証する基準：その他 (Alberta Carbon Offset System Standards)

クレジット数 (CO₂e トン) : 414,809

クレジット数 (CO₂e トン) : リスク調整した量

取り消されたクレジット : なし

目的 (例 : 法令遵守) : 法令遵守

コメント : クレジットの量は 2017 年 4 月 1 日から 2017 年 9 月 30 日 (第 5 報告期間) の間に創出された基礎クレジットに 2019 年に第 2 報告期間からの追加クレジットを加えたもの反映している。

出典 : Royal Dutch Shell (2019) CDP Climate Change 2019 Information Request

(2) Quest プロジェクトが取得するクレジットについて

Quest プロジェクトは、アルバータ州の排出オフセットプログラム「Alberta Emission Offset Program」からクレジットを取得している。クレジットの計上は、2015 年にアルバータ州政府が策定した「帯水層を対象とする CCS のための CO₂ 排出削減量の算定プロトコル (Quantification Protocol for CO₂ Capture and Permanent Storage in Deep Saline Aquifers)」²⁵⁾ に従い実施されている。Quest プロジェクトにおける算定は、Shell Canada が作成する「Offset Project Report」で報告しており、その計算式は表 7.2-39 のとおりである。

表 7.2-39 Quest プロジェクトにおけるクレジット取得のための CO₂ 排出削減量の算定式

The following three equations will be used to quantify emission reductions resulting from carbon capture and storage activities by comparing the baseline and project conditions:	
Equation 1	$Emission\ Reduction = Emissions_{Baseline} - Emissions_{Project}$
Equation 1.1	$Emissions_{Baseline} = Emissions_{Injected\ CO_2}$

Equation 1.2

$$\begin{aligned}
 Emissions_{Project} &= Emissions_{Construction\ and\ Well\ Drilling} \\
 &+ Emissions_{Production\ and\ Delivery\ of\ Capture\ Material\ Inputs} \\
 &+ Emissions_{Fuel\ Extraction\ and\ Processing} + Emissions_{Off-Site\ Electricity\ Generation} \\
 &+ Emissions_{Off-Site\ Heat\ Generation} + Emissions_{On-Site\ Heat\ and\ Electricity\ Generation} \\
 &+ Emissions_{Carbon\ Capture\ and\ Storage\ Facility\ Operation} \\
 &+ Emissions_{Venting\ of\ CO_2\ at\ Injection\ Well\ Sites} \\
 &+ Emissions_{Fugitives\ from\ Injection\ Well\ Sites} + Emissions_{Subsurface\ to\ Atmosphere} \\
 &+ Emissions_{Loss,\ Disposal\ or\ Recycling\ of\ Material\ Inputs}
 \end{aligned}$$

出典：Shell Canada (2019) Offset Project Report

Quest プロジェクトが 2015 年の操業開始以降、認証された CO₂ 排出削減クレジット (t) を表 7.2-40 に示す。なお、アルバータ州政府は大規模 CCS (EOR は除く) を対象に、基準を満たすプロジェクトに対しマルチクレジットを付与する協定 (multi credit agreement) を結んでおり、Quest プロジェクトについても協定に合意している²⁶⁾。マルチクレジットは CO₂ 価格が低い場合にのみ追加されるもので、40 カナダドル/t (約 3,600 円/t) 以下で 1 クレジット、50 カナダドル/t (約 4,500 円/t) で 0.75 クレジット、80 カナダドル/t (約 7,200 円/t) で 0 クレジットになる²⁷⁾。なお、マルチクレジットによるクレジットの追加分は第三者機関による検証を経て、本来のクレジットが付与された翌年に付与される。

表 7.2-40 Quest プロジェクトで認証された CO₂ 排出削減クレジット (2016 年～2018 年認証分)

対象期間	CO ₂ 排出削減 クレジット (t)	クレジット認証/取得年
2015 年 8 月 23 日～10 月 31 日	基礎 166,540	2016 年：合計 166,540 t
	追加※ 166,540	
2015 年 11 月 1 日～2016 年 3 月 31 日	基礎 324,918	2017 年：合計 1,212,272 t
	追加※ 324,918	
2016 年 4 月 1 日～9 月 30 日	基礎 395,896	2018 年：合計 2,104,872 t
	追加※ 395,896	
2016 年 10 月 1 日～2017 年 3 月 31 日	基礎 448,158	
	追加※ 448,158	
2017 年 4 月 1 日～2017 年 9 月 30 日	基礎 406,330	
	追加※ 406,330	

※ クレジットの追加分は、アルバータ州政府とのマルチクレジットを付与する協定に基づき、翌年に付与されるものである。2018 年時点では CO₂ 価格が 30 カナダドル/t であり、40 カナダドル/t 以下であるため、×1 クレジットが追加される。

出典：Shell Canada Energy (2019)²⁸⁾ の 4.1.1 Quest Audits and Credit Serialization に基づき作成

2016年認証分(2015年8月23日～10月31日)は166,540tであり、20カナダドル/t(約1,800円/t)の価格で約333万ドル(約2億9,970万円)のクレジットが付与された。2017年認証分(2015年11月1日～2016年9月30日)は1,212,272tが認証され、30カナダドル/t(約2,700円/t)の価格で約3,637万ドル(約32億7,313万円)のクレジットが付与された。2018年認証分(2016年10月1日～2017年9月30日)は2,104,872tが認証され、30カナダドル/t(約2,700円/t)の価格で約6,315万ドル(約56億8,315万円)のクレジットが付与された²⁸⁾。

7.2.8 米国 45Q Tax Credit の適用事例や計算事例

(1) 45Qに関する動向

米国の内国歳入法の § 45Q に基づく CO₂ 隔離による税額控除は、FUTURE Act (S.1535)により拡充する改正が行われ、2018年2月に成立している。この改正による主な変更点を表 7.2-41 に示す²⁹⁾。

表 7.2-41 米国 45Q Tax Credit の法改正による主な変更点

	改正前	改正後
申請可能な事業者	CO ₂ 回収を実施する産業発生源の事業者	CO ₂ 回収事業者 (産業発生源であるかどうかに限定されない) ※CO ₂ 回収事業者が、CO ₂ の貯留や利用に関与した事業者に配分することを選択できる。
対象となる施設	年間50万t以上のCO ₂ を回収する産業施設(発電所を含む、大気中のCO ₂ 直接回収(DAC)は適用対象外)	「CO ₂ 利用(EOR/EGRを除く)」の目的で回収する場合:年間2.5万～50万tのCO ₂ を回収する施設 発電所の場合:50万t以上のCO ₂ を回収する施設 大気中のCO ₂ を直接回収(DAC)する場合、または、上述の排出以外の場合:10万t以上のCO ₂ を回収する施設

	改正前	改正後
		※ただし、施設の建設を2023年末までに開始すること。
税額控除の額	地中貯留の場合、\$20/t EOR/EGRによる貯留の場合、\$10/t (CO ₂ 利用は適用対象外)	地中貯留の場合、2026年までに\$20~\$50/tに段階的に増額。2026年以降は\$50/t+インフレ調整。 EOR/EGRによる貯留の場合、2026年までに\$10~\$35/tに段階的に増額。2026年以降は\$35/t+インフレ調整。 CO ₂ 利用の場合、2026年までに\$10~\$35/tに段階的に増額。2026年以降は\$35/t+インフレ調整。 (CO ₂ 利用には、藻類・細菌の培養等の光合成/化学合成による固定、化学的な素材や化合物に転換する化学的固定、EOR/EGR以外の市場利用が含まれる)

なお、対象となるガスがCO₂から「Carbon Oxide」に変更され、二酸化炭素、一酸化炭素、亜酸化炭素のすべてを意味している。また、改正前は7,500万tのCO₂が適用の上限となっていたが、改正後はCO₂の量による上限は廃止され、CO₂回収設備の操業開始後12年間で申請可能期間となった。

内国歳入庁 (IRS) は、2009年に45Q税額控除のための暫定ガイドラインを示す通知「Notice 2009-83」(2011年に一部改正)を公表した。この暫定ガイドラインによると、45Qの税額控除を受けるための要件として、UICルールの遵守とGHGRP制度のRRカテゴリー(地中貯留)としての報告が含まれている³⁰⁾。つまり、CO₂-EORの施設がGHGRP制度のUUカテゴリー(CO₂圧入)で報告している場合には45Q税額控除を受けることはできないと考えられる。CO₂-EORの事業者が45Q税額控除を受けるためには、GHGRP制度のRRカテゴリーの要件に基づき、貯留したCO₂の量は公開し、MRVの計画・実施・報告も追加的に必要となると考えられる。

さらに、2019年5月2日、IRSと財務省は、45Qの規定を実施するための規則とガイダンスの作成に向け、パブリックコメントを求める通知「Notice 2019-32」を公表した。この通知では、45Q税額控除の適用を受けるために必要となる「Secure Geological Storage」の実証手法として、GHGRP制度のRRカテゴリーの報告における要件に追加できる技術的基準や既存のガイドライン等があるかどうか大きな争点となっている。2019年12月時点では、IRSによるその後の対応はみられない。

(2) 45Q税額控除の適用事例

第7章の「CDP」によるクレジット取得に関する質問への回答で、45Q税額控除に関連する内容は確認できず、その他の公開情報においても45Q税額控除を既に適用している事例(企業名、プロジェクト名)は確認できなかった。ただし、改正前の45Q税額控除には7,500万トンの上限が設定されていたことから、米国内国歳入庁が発行する広報

(Internal Revenue Bulletin)や通知(Notice)において、これまでに適用対象として認定されたCO₂量の累計が示されており、45Q税額控除を受けている事業者が存在することは確かである(表7.2-42)。

表 7.2-42 §45Q 税額控除の適用が認定された CO₂ 量 (2013 年～2019 年分)

年 月	IRS 通知番号	クレジット適用 認定 CO ₂ 量の累計	前年からの増加量
2013 年 5 月	Notice 2013-34	20,858,926 t	—
2014 年 6 月	Notice 2014-40	27,114,815 t	6,255,889 t
2015 年 6 月	Notice 2015-44	34,934,796 t	7,819,981 t
2016 年 9 月	Notice 2016-53	44,590,130 t	9,655,334 t
2017 年 5 月	Notice 2017-32	52,831,877 t	8,241,747 t
2018 年 5 月	Notice 2018-40	59,767,924 t	6,936,047 t
2019 年 5 月	Notice 2019-31	62,740,171 t	2,972,247 t

なお、DenburyとPetra Novaについては、年次報告書³¹⁾および既存の論文³²⁾により、現時点で適用していないことが確認できた。

また、現在計画中のCCS/CO₂-EORプロジェクトにおいては、各社のプレスリリース等に基づき、45Q税額控除の適用を検討していることが確認できる事例が、いくつか存在している。

- 1) 事例① Enchant Energy の San Juan Generating Station Carbon Capture Retrofit Project (圧入開始予定：不明)
- 2) 事例② NET Power with Oxy Low Carbon Venture (OLCV: Occidental の子会社)：(圧入開始予定：不明)
- 3) 事例③ CarbonSAFE (圧入開始予定：2026年³³⁾)
- 4) 事例④ OLCV with White Energy (圧入開始予定：2021年³⁴⁾)
- 5) 事例⑤ Carbon Engineering with OLCV (圧入開始予定：2023年ごろ³⁵⁾)
- 6) 事例⑥ Velocys with OLCV (圧入開始予定：不明)

7.2.9 ISO WG4 の動向

CCS について ISO 規格を作成するための専門委員会 (ISO/TC265, Carbon Dioxide Capture, Transportation and Geological Storage(CCS)) が 2011 年に新設され、定量化及び検証 (Quantification and Verification) はその六つの作業部会の一つ、Working Group 4 (WG4) において規格化が進められている¹⁶。WG4 では 2017 年に技術報告書 (Technical Report, TR) が発行されており、現在は国際規格 (International Standard, IS) の作成が進められている。

TR は規格ではなく、規格化に役立つと考えられる情報 (調査データや情報源としての関連報告書、最新情報等) を含む報告書である。WG4 の TR (ISO/TR 27915:2017) は関連する公開文献をレビューしたものであり、ケーススタディとして第 2 章で紹介した IPCC の 2006 年インベントリガイドライン、CDM、EU-ETS、アルバータ州の CCS/EOR プロトコル、米国の GHGRP のほか、ライフサイクルアセスメント (LCA) についても言及している。

規格である IS (ISO/DIS 27920) の作成状況については、ISO のウェブサイトによれば、2020 年 2 月現在、現在国際規格案 (Draft International Standard, DIS) の段階であることが分かる。DIS が承認された後、最終国際規格案 (Final Draft International Standard, FDIS) を経て IS として発行されるが、ISO における規格作成スケジュールに関する規定により、本 IS は 2020 年中に発行される必要がある。

WG4 関係者によれば、様々なコメントへの対応や交渉を経て IS の編集は収束に向かっており、期限までに IS が発行される可能性が高いとのことであるが、一方で本 IS は一般的 (general) な表現にとどまり、具体的 (specific) な記述は含まれない見込みである。

¹⁶ 他の作業部会は、回収 (WG1)、輸送 (WG2)、貯留 (WG3)、分野横断的な課題 (WG5)、CO₂-EOR (WG6) である。

また、本ISは回収したCO₂の排出(loss)のみを取り扱うことになったため、それ以外、例えば電力の利用等による間接的な排出については、WG4の中で議論されたもの含まれていない。CCSプロジェクトのエネルギー利用に付随する間接的なCO₂排出の定量化については、WG4の次の活動として、新たなISとして作成される可能性がある。

なお、CO₂-EORにおける定量化及び検証については、2019年1月に発行されたCO₂-EORに関する国際規格(ISO 27916:2019)に記載されており、WG4による規格化の対象外となる予定である。ISO 27916:2019で定量化する対象は、CO₂-EOR活動によって圧入されずに排出(散逸を含む)されたCO₂量、または石油とともに生産・再回収されることなく地中貯留されたCO₂量に限定される。

CO₂-EORにおけるCO₂貯留量の定量化については、圧入したCO₂からCO₂-EORの操業に伴うCO₂散逸量およびCO₂-EOR施設全体からのCO₂漏出量を差し引いて計算することとなっている(マスバランスから間接的に算出する方法)。従って、CO₂-EOR施設におけるCO₂受入量、CO₂-EORの操業に伴うCO₂散逸量、およびCO₂-EOR施設全体からのCO₂漏出量等をモニタリングできれば、CO₂貯留量を示すことができると考えられる。ただし、CO₂の貯留量の定義については、CO₂の起源として、元来油層中に存在したCO₂(Native CO₂)と化石燃料の燃焼や産業活動等に伴い発生した人為起源のCO₂(Anthropogenic CO₂)をどのように区別するかについて、議論が存在し、CO₂-EOR活動で使用されたCO₂の全体量からAnthropogenic CO₂量のみを算出する方法が付録として情報提供されている。

【参考文献】

- 1) Commission Regulation (EU) No 601/2012 of 21 June 2012 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council
- 2) United Nations, Modalities and procedures for carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities (2011)
- 3) Alberta Government, Quantification Protocol for CO₂ Capture and Permanent Storage in Deep Saline Aquifers (2015)
- 4) Alberta Government, Quantification Protocol for Enhanced Oil Recovery (2007)
- 5) United Nations, Modalities and procedures for carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities (2011)

- 6) ISO, ISO/TR 27915 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Quantification and verification (2017)
- 7) 国立環境研究所、温室効果ガスインベントリオフィスウェブサイト、<http://www-gio.nies.go.jp/faq/ans/outfaq1a-j.html>
- 8) UNFCCC ウェブサイト、Parties & Observers, <https://unfccc.int/parties-observers>
- 9) UNFCCC ウェブサイト、List of Parties, <https://unfccc.int/process/parties-non-party-stakeholders/parties-convention-and-observer-states>
- 10) Joris Koornneef, Tim van Keulen, André Faaij, Wim Turkenburg Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂, International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 2, Issue 4, 448–467 (2008)
- 11) IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (2005)
- 12) GCCSI CO₂RE, Facilities Database, <https://CO2re.co/FacilityData>
- 13) People’s Republic of China, The People’s Republic of China Second Biennial Update Report on Climate Change (2018)
- 14) Federative Republic of Brazil, Brazil’s Third Biennial Update Report (2019)
- 15) Designated National Authority, The First Biennial Update Report: Kingdom of Saudi Arabia (2018)
- 16) United Arab Emirates Ministry of Energy and Industry, United Arab Emirates 4th National Communication Report (2018)
- 17) UNFCCC ウェブサイト、National Communication submissions from Non-Annex I Parties, <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/national-communications-and-biennial-update-reports-non-annex-i-parties/national-communication-submissions-from-non-annex-i-parties>
- 18) UNFCCC ウェブサイト、Biennial Update Report, <https://unfccc.int/BURs>
- 19) US EPA, Fact Sheet for Geological Sequestration and Injection of Carbon Dioxide: Subparts RR and UU (2010)
- 20) US EPA, Fact Sheet: Final Confidentiality Determinations for Nine Subparts and Amendments to Subparts A and I under the Mandatory Reporting of

Greenhouse Gases Rule. (2012)

- 21) US EPA, GHGRP FLIGHT database, <https://ghgdata.epa.gov/ghgp/main.do#>
- 22) Hill, B., Hovorka, S. and Melzer, S. Geologic carbon storage through enhanced oil recovery, Energy Procedia, Vol.37, p.6808-6830. (2013)
- 23) US EPA, GHGRP, Capture, Supply, and Underground Injection of Carbon Dioxide, <https://www.epa.gov/ghgreporting/capture-supply-and-underground-injection-carbon-dioxide>
- 24) CDP, Search and view past CDP responses, <https://www.cdp.net/en/responses>
- 25) Alberta Government, Quantification Protocol for CO2 Capture and Permanent Storage in Deep Saline Aquifers (2015)
- 26) アルバータ州政府、Alberta inks deal for Shell Quest CCS project (2011年6月24日付プレスリリース)、
<https://www.alberta.ca/release.cfm?xID=30771C28EE8FC-F24F-E03C-1BA374D3C893A32B>
- 27) Shell Canada Energy, Quest Carbon Capture and Storage Project: Project Close-Out and Lessons Learned Report (2016)
- 28) Shell Canada Energy, Quest Carbon Capture and Storage Project: Annual Summary Report 2018 (2019)
- 29) Great Plains Institute, The FUTURE Act: A side-by-side comparison of changes to the 45Q tax credit for carbon capture and storage (2018)
https://www.betterenergy.org/wp-content/uploads/2018/03/FUTURE_Act_Side_by_Side_GPI.pdf
- 30) IRS, Part III - Administrative, Procedural, and Miscellaneous Credit for Carbon Dioxide Sequestration under Section 45Q, Notice 2009-83 (2009)
- 31) Denbury, 2018 Annual Report on Form 10-K,
[https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc_financials/2018/annual/2018-Form-10K-\(Final\).pdf](https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc_financials/2018/annual/2018-Form-10K-(Final).pdf)
- 32) 藤原勝憲、ペトラ・ノヴァ・CCUS プロジェクトー石炭火力発電所排ガスからのCO2回収および老朽化油田の原油増産、石油技術協会誌、第84巻、第2号、p.114-122 (2019)
- 33) 米国エネルギー技術研究所 (NETL) ウェブサイト、CarbonSAFE,
<https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/storage->

infrastructure/carbonsafe

34) Occidental によるプレスリリース (2018年6月19日付)

<https://www.oxy.com/News/Pages/Article.aspx?Article=5970.html>

35) Occidental によるプレスリリース (2019年5月21日付)

<https://www.oxy.com/News/Pages/Article.aspx?Article=6095.html>

7.3 海外における CCS 事業全般についての調査業務

7.3.1 本調査の目的

日本における将来的な CCS の実用化に向けた環境整備や政策立案に資する情報を得ることを目的として、CCS 関連のビジネスモデルの構築、法規制や制度設計の検討、インセンティブの検討・導入で先行している海外の CCS 事業全般に関する情報について調査を行った。

7.3.2 調査概要

(1) 主な調査項目

本調査での主な調査項目の概要を、以下に記す。各調査項目の概要は(2)の①から⑥に記載する。

- 1) 15 箇国の政策等に関する基本情報 (温暖化ガス対策に関する政策、石炭火力発電に関する政策、CCS に関する政策、インセンティブ等)
- 2) 大規模 CCS プロジェクトの動向
- 3) CCS 研究開発プロジェクトの動向
- 4) 国際協力の動向
- 5) 多国間、二国間協力の動向
- 6) CO₂ 船舶輸送の最新動向

(2) 各調査項目の概要

① 15 箇国の政策等に関する基本情報

温暖化対策に関する政策の検討・導入が進んでいる 15 箇国について、関連する主要政策等の基本情報を調査した。対象国は、米国、カナダ、ノルウェー、英国、フランス、オランダ、ドイツ、イタリア、オーストラリア、中国、インドネシア、サウジアラビア、アラブ首長国連邦、メキシコ、ブラジルである。調査では、温暖化ガス対策に関する短期、中期、長期の政策、火力発電に関する政策、CCS の導入状況やクリーンコール技術の導入状況、さらにクリーンエネルギーへの移行状況等の情報を得た。なお CCS 関連政策やイ

ンセンティブ、法的責任等の動向についてはフランス、オランダ、ドイツ、イタリア、オーストラリアの5か国のみを対象として調査し、最新動向について情報を得た。

② 大規模 CCS プロジェクト

グローバル CCS インスティテュート (GCCSI) は「大規模 CCS プロジェクト」を、分離・回収、輸送、貯留の設備を有し、石炭火力発電所から年間 80 万 t、あるいはその他の排出量の多い施設 (天然ガスによる発電所を含む) から少なくとも 40 万 t の CO₂ を分離・回収するプロジェクトと定義している。

2019 年 12 月時点の GCCSI のレポートでは、世界には操業中、建設中、または開発後期の大規模 CCS プロジェクトが 33 件報告されており、各プロジェクトの個別情報について国別 (米国、ノルウェー、ブラジル、カナダ、サウジアラビア、アラブ首長国連邦、中国、オーストラリア、オランダ) に調査を行った。具体的には事業概要 (マイルストーン)、事業者情報、操業開始年、事業規模、事業のステータス (操業中、建設中、先行開発等)、所在地、産業および原料ガスの種類、CO₂ 回収能力、分離・回収方法、輸送方法、貯留タイプ等についての情報を得た。

③ CCS 研究開発プロジェクトの動向

2019 年 12 月時点の GCCSI のレポートでは、世界には大規模実証プロジェクトには区分されないものの、注目に値すべき研究開発プロジェクトが 28 件報告されており、各プロジェクトの個別情報について国別 (アメリカ、カナダ、ノルウェー、英国、オーストラリア、中国、インドネシア) に調査を行い、主な研究対象や研究の進捗状況等についての情報を得た。

④ 国際協力の動向

CCS に特化した国際基準や国際的な制度が確立されていない中で、各国における CCS、CCUS 導入の鍵となる国際枠組や制度設計の動向を調査した。具体的には、開発途上国における気候変動対応策を支援するために創設された UNFCCC の金融メカニズム「緑の気候基金 (GCF)」、炭素取引の国際協力のメカニズムの形成に関するパリ協定の「第 6 条」、海域における CCS に係る「ロンドン条約」の動向について調査し、これらの枠組みが今後の世界各国の CCS 政策等に与える可能性等についての情報を得た。

⑤ 多国間、二国間協力の動向

CCS 技術の海外展開を図る上で重要となる国際協力や共同研究の検討に資する情報を得るため、CCUS に特化し制定された多国間合意やイニシアチブである炭素隔離リーダー

シップ・フォーラム (CSLF)、GCCSI、国際エネルギー機関 GHG R&D プログラム (IEAGHG)、ミッション・イノベーション、クリーンエネルギー大臣会合 CCUS イニシアチブ(CEM)、North Basin Task Force、North American Energy Ministers Trilateral について調査した。また将来の日本と海外との共同研究を検討に向け、CCS 技術の世界的な需要拡大に伴い各国で急速に進む以下の共同研究等の動向について、研究項目や進捗状況等に関する最新情報を得た。

- 1) オーストラリア-中国間の共同研究
- 2) カナダ-米国間クリーンエネルギー会談 (バイラテラル CCSWG)
- 3) 欧州-中国間の共同研究
- 4) 欧州-韓国間の共同研究
- 5) 英国-中国間の共同研究
- 6) 米国-中国間の国際協力 (化石燃料に関する共同研究開発：2000 年以降)
- 7) 米国-中国クリーンエネルギーリサーチセンター (CCS 対象を含む)
- 8) 米国-中国エネルギー・環境対策技術センター (米中におけるクリーンエネルギー技術の市場開発に向けた環境政策・技術トレーニングプログラム)
- 9) 米国-中国石油・ガス業界フォーラム
- 10) 米国-インドエネルギー会談 (石炭 WG：2005 年以降)
- 11) 米国-英国間の国際協力 (CCS 対象を含む化石燃料研究開発：2000 年以降および、革新的 CCUS 技術の推進：2018 年以降)

⑥ CO₂ 船舶輸送の最新動向

CO₂ の排出源と、排出源から離れた貯留地点を結ぶ、日本国内における将来の CO₂ 輸送の検討に有効となる情報を得るため、船舶輸送の技術開発ならびに検討が先行する欧州を中心とする CO₂ 輸送の動向 (現行の商用化適用例、CO₂ 輸送船舶の設計、CO₂ 船舶輸送のインフラ、CO₂ のオフローディングプロセス)、技術および法令等の成熟度、コストの積算方法 (積算プロセス、過去の調査結果) 等について調査した。また船舶輸送とパイプライン輸送の比較、CO₂ 船舶輸送の柔軟性利点、安全性、関連法規、パイプライン輸送との相違点について検討した。さらにケーススタディとしてノルウェーについての検討結果に関する情報を得た。

7.3.3 まとめ

国際社会が 2018 年 11 月に公開された IPCC 1.5°C 特別報告書の所見や、パリ協定の運用に向けた温室効果ガスの野心的削減目標引き上げへの呼びかけに対応するため、エネル

ギー転換の一環でCCS、CCUSの導入検討を進めていることが、本調査で得た15箇国の温暖化対策等に関する政策の動向等から理解できた。特に米国、欧州、中国においては、CCSを促すインセンティブ等の制度の確立、運用、あるいは検討プロセスに進展が見られ、今後の日本におけるCCS導入に向けた制度設計等の検討に向け、参考となる情報を得ることができた。また英国、オランダ、ノルウェー等においては、TeesideやPorthos、Northern Lightなど複数の排出源からなる大規模なハブ&クラスターのCCS事業の構想が、船舶輸送なども適用したビジネスモデルの確立に向けて進んでいる。

引き続き日本のCCS事業のあり方についての参考となる海外におけるCCS情報を継続して調査する。

7.4 CO₂ 排出源関連設備フィージビリティスタディ

7.4.1 概要

CO₂分離・回収設備にて分離・回収したCO₂を、液化し、船舶で輸送するために必要な排出源関連設備に関し、フィージビリティスタディを実施した。

7.4.2 前提条件

CO₂の分離・回収方法は固体吸収材およびアミン吸収液によるものとし、いずれの条件下でも利用できる設備についてフィージビリティスタディを行うため、より厳しいほうの条件を採用し、本設備の入口条件とした。

(1) 本設備の入口条件

- 1) CO₂ガス温度 49℃
- 2) CO₂ガス圧力 101.3 kPa 【abs】
- 3) CO₂ガス流量 40 t/d
- 4) CO₂ガス純度 98.6%

(2) 本設備からの船積条件

- 1) 液化CO₂温度 -35℃
- 2) 液化CO₂圧力 2.0 MPa
- 3) 液化CO₂純度 99%以上
- 4) 船舶仕様 999GT程度
- 5) 船積頻度、日数 1日/月
- 6) 船積時間 最大8時間

7.4.3 主要設備概要

本設備は、常温設備である「昇圧・精製設備」と、低温設備である「液化設備」「貯蔵設備」「充填設備」「充填設備」の主要設備から構成される。概略フローを図7.4-1に示す。

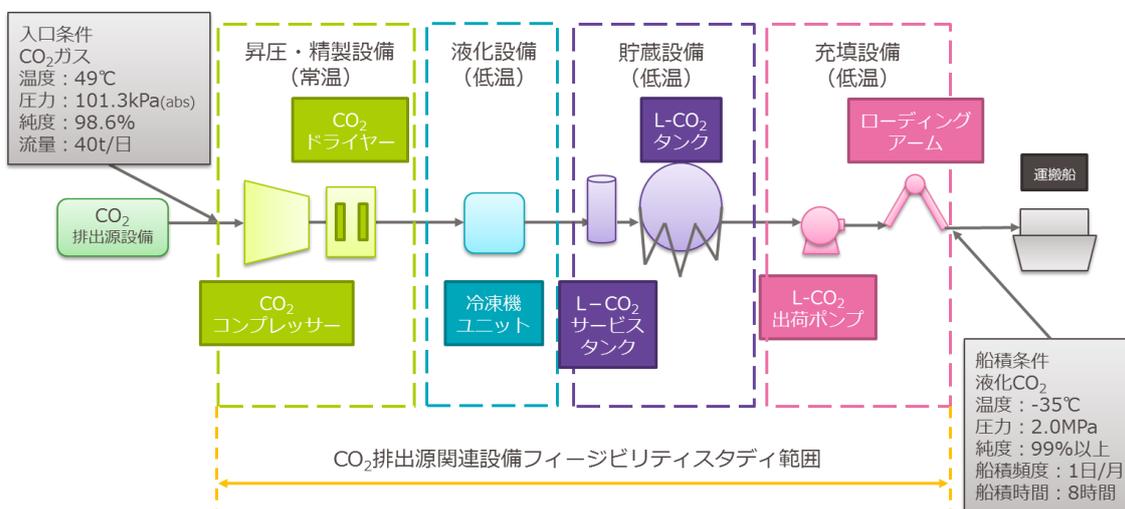


図 7.4-1 本設備の概略フロー図

(1) 昇圧・精製設備 (常温)

昇圧・精製設備は、CO₂ コンプレッサーと CO₂ ドライヤーから構成される。

CO₂ コンプレッサーは CO₂ 排出源設備から供給された CO₂ ガスを昇圧し、CO₂ ドライヤーは CO₂ ガス中の水分を除去する。

(2) 液化設備 (低温)

液化設備は、冷凍機ユニットから構成される。

冷凍機ユニットは、冷凍機、CO₂ 液化器、液化 CO₂ 過冷却器から構成されており、冷凍機から CO₂ 液化器、液化 CO₂ 過冷却器へ冷媒を供給し、昇圧・精製設備から供給された CO₂ ガスと熱交換をすることで、CO₂ ガスを液化する。

(3) 貯蔵設備 (低温)

貯蔵設備は、液化 CO₂ タンク、液化 CO₂ サービスタンクから構成される。

液化 CO₂ タンク、液化 CO₂ サービスタンクは、液化設備から供給された液化 CO₂ を貯蔵する。

(4) 充填設備（低温）

充填設備は液化CO₂出荷ポンプ、ローディングアームから構成される。

液化CO₂タンク内にて貯蔵されている液化CO₂を液化CO₂出荷ポンプにより昇圧し、ローディングアームへ供給する。

7.4.4 機器配置の概略

石炭火力発電所に本設備を設置するケースを想定し、一般的な石炭火力発電所をモデルに本設備の構成設備である「昇圧・精製設備」、「液化設備」、「貯蔵設備」、「充填設備」の各設備の配置について調査した。

火力発電所では、タービン発電機で使用した後の蒸気を復水する熱交換器の冷却水として、海水を使用している。このことから、海の近傍に取水設備、タービン発電機設備を配置する。また、排ガスの煙道長さを極力短くするために（建設コストを抑制）、ボイラー、排煙処理装置、煙突の排ガス処理のプロセス順に設備を配置している。フロー図を図7.4-2に示す。

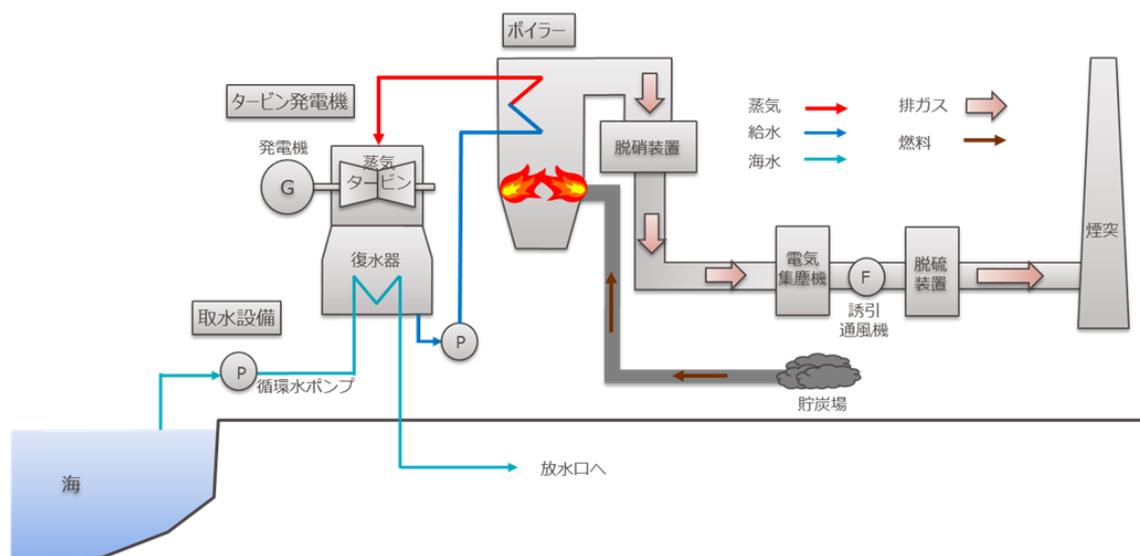


図 7.4-2 石炭火力発電所における発電プロセスのフロー図

なお、本設備の受電方法については、本設備が実証試験設備であり、電気事業とは切り離す必要があるため、一般送電線から受電する。一般送電線は煙突近傍の発電所構外に敷設されていると想定した。

CO₂排出源設備は、排煙処理装置で窒素酸化物、ばいじん、硫黄酸化物を除去した後の排ガスを利用してCO₂ガスを製造するため、図7.4-4のように煙突付近に配置されるもの

と想定した。船積設備は海側に設置されており、煙突から離れているため、CO₂排出源設備から船積設備およびこれらに設置する「昇圧・精製設備」「液化設備」「貯蔵設備」「充填設備」については、それらの設備間の配管長を適切に設定する必要がある。

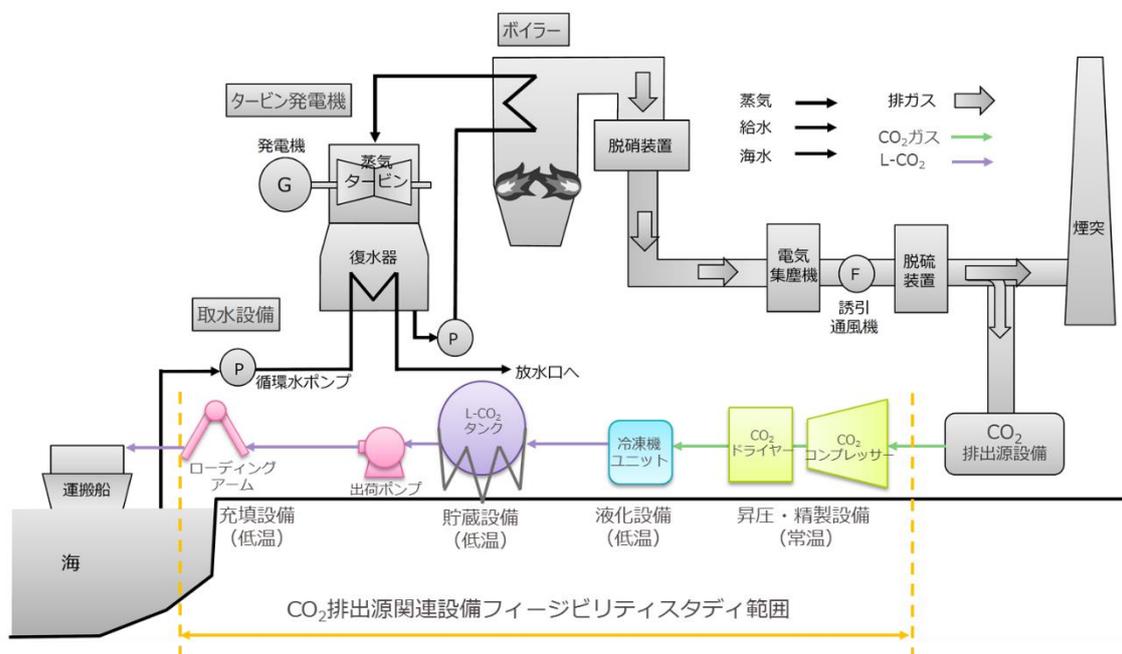


図 7.4-4 石炭火力発電所に本設備を設置した場合のフロー図

本調査では煙突から船積設備までの配管長を 1.5 km と仮定し、「昇圧・精製設備」「液化設備」「貯蔵設備」「充填設備」の、いずれの間隔を長く設定することが最も効率的な配置となるかについて、表 7.4-1 のとおり比較した。

その結果、「昇圧・精製設備」を煙突付近に配置し、「液化設備」、「貯蔵設備」、「充填設備」は船積設備付近に配置することで、設備面、運用面において効率的な設備配置になることが分かった。

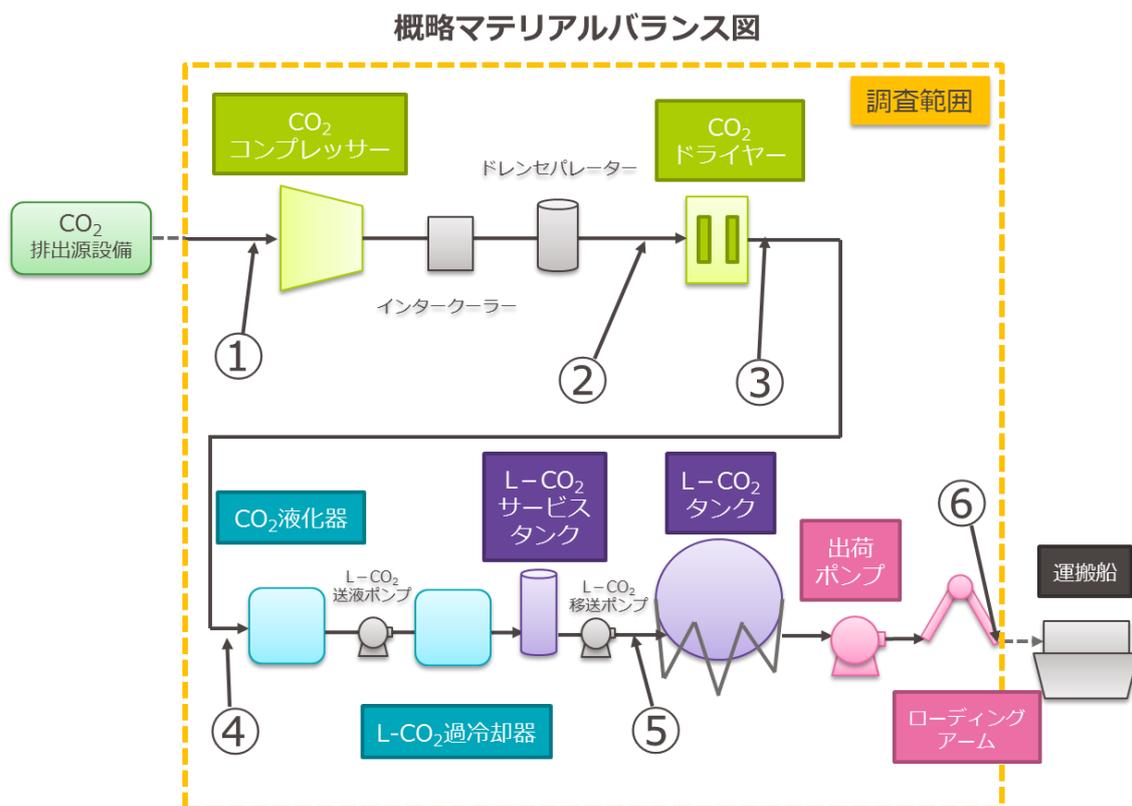
表 7.4-1 間隔設定(配管設置)場所の比較

		CO2 排出源設備 ～昇圧・精製設備	昇圧・精製設備 ～液化設備	液化設備 ～貯蔵設備	貯蔵設備 ～充填設備
設備面	メリット	1. 液配管が短いため、熱侵入によるロスが少ない 2. ユーティリティー設備を1箇所に集約可能	1. ガス配管の口径が昇圧により小さくなる(100A) 2. 液配管が短いため、熱侵入によるロスが少ない 3. 配管長 1.5kmの間では炭酸水が生成されないため排出設備が不要	1. 配管長 1.5kmの間では炭酸水が生成されないため排出設備が不要	1. ユーティリティー設備を1箇所に集約可能 2. 配管長 1.5kmの間では炭酸水が生成されないため排出設備が不要
	デメリット	1. 配管長 1.5kmの間で炭酸水が生成されるため、耐腐食配管が必要 2. 昇圧前のガス配管のため、配管径が大きくなる(350A) 3. 炭酸水の排出設備が必要	1. 設備が2箇所に分かれるため、ユーティリティー設備が2箇所必要	1. 液配管が長いため、熱侵入によるロスの考慮が必要 2. 液化しているため配管の圧力損失が大きくなり、配管径が大きくなる 3. 設備が2箇所に分かれるため、ユーティリティー設備が2箇所必要	1. 液配管が長いため、熱侵入によるロスの考慮が必要 2. 液化しているため配管の圧力損失が大きくなり、配管径が大きくなる 3. 出荷ポンプの容量が大きくなる 4. 払出・戻り系統の2系統を1.5km敷設する必要がある。
運用面	メリット	1. 液配管が短いため、起動に伴う冷却時間、払出に伴う冷却時間が短い 2. 設備全体を1箇所に集約することにより点検範囲が狭くできる	1. 液配管が短いため、起動に伴う冷却時間、払出に伴う冷却時間が短い	特になし	1. 設備を1箇所に集約することにより点検範囲が狭い
	デメリット	特になし	1. 設備が2箇所に分かれるため、点検範囲が広域になる	1. 液配管が長いため、起動に伴う冷却時間が長い 2. 設備が2箇所に分かれるため、点検範囲が広域になる	1. 液配管が長いため、起動に伴う冷却時間や払出に伴う冷却時間が長い
結論		× 配管径の大きい耐腐食配管を1.5km敷設する必要があるため、配管コストが膨大となる。	○ ユーティリティー設備が2箇所必要になるものの、配管コスト面、運用面において他と比較し優位である。	× 配管径の大きい低温用配管を1.5km敷設する必要があるため、配管コストが膨大となる。また運用面についても起動時の配管冷却時間が長いため不利である。	× 配管径の大きい耐腐食配管を1.5km敷設する必要があるため、配管コストが膨大となる。また運用面についても起動時や払出時の配管冷却時間が長いため不利である。

7.4.5 概略マテリアルバランス

(1) 概略マテリアルバランス

概略マテリアルバランスを、図 7.4-8 に示す。



		①	②	③	④	⑤	⑥
流体		CO ₂ ガス	CO ₂ ガス	CO ₂ ガス	CO ₂ ガス	L-CO ₂	L-CO ₂
温度	℃	49	40	50	50	-38	-35
圧力	MPa	0	1.85	1.83	1.73	2.17	2.0
CO ₂	%	98.6	99.56	99.99	99.99	99.99	99.99
H ₂ O	%	1.4	0.44	<10ppm	<10ppm	<10ppm	<10ppm
流量	Nm ³ /h	860	818	781	781	-	-
	kg/h	1,676	1,603	1,533	1,533	1,500	200,776

※本設備全体で以下の製造ロスを考慮しており、合計でCO₂流量の10%となる。

- ①～②：昇圧工程 (4%)
- ②～③：精製工程 (4%)
- ④～⑥：液化工程・貯蔵工程 (2%)

図 7.4-8 概略マテリアルバランス図

(2) 製造ロスについて

同種設備設計のメーカー知見に基づき、本設備全体でCO₂流量の10%の製造ロスを考慮する。

① 昇圧工程

図7.4-9に示す(a)~(c)の3つの要因により、合計4%の製造ロスを想定する。それぞれの要因について以下に述べる。

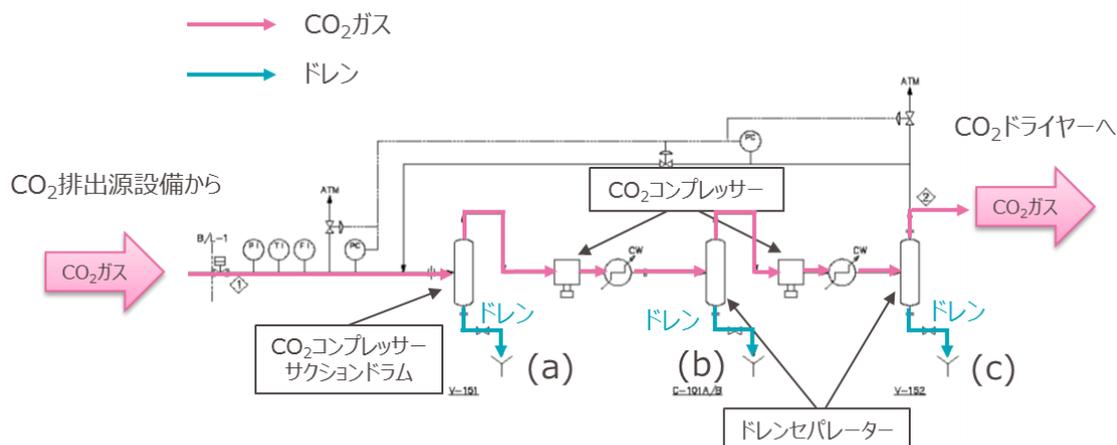


図 7.4-9 昇圧工程における製造ロス箇所

a. 要因(a)

CO₂コンプレッサーサクシヨンドラムはCO₂コンプレッサーの起動停止時の入口側圧力変動を緩和する設備であり、システムの圧力変動や温度変化によりドレンが生成される。CO₂コンプレッサーサクシヨンドラムにて回収されたドレンにCO₂ガスが溶け込み、ドレントラップから系外へ排出される。また、ドレンが排出されるタイミングと同時にCO₂ガスが大気放出される。

b. 要因(b)

ドレンセパレーターはCO₂ガスとドレンを分離回収する設備であり、ドレンセパレーターで回収されるドレンへCO₂ガスが溶け込み、ドレントラップから系外へ排出される。また、ドレンが排出されるタイミングと同時にCO₂ガスが大気放出される。

c. 要因(c)

ドレンセパレーターで回収されるドレンへCO₂ガスが溶け込み、ドレントラップから系外へ排出される。また、ドレンが排出されるタイミングと同時にCO₂ガスが大気放出される。

② 精製工程

図 7.4-10 に示す(d)の要因により、4%の製造ロスを想定する。

ドレンセパレーターで回収されるドレンへCO₂ガスが溶け込み、ドレントラップから系外へ排出される。また、ドレンが排出されるタイミングと同時にCO₂ガスが大気放出される。

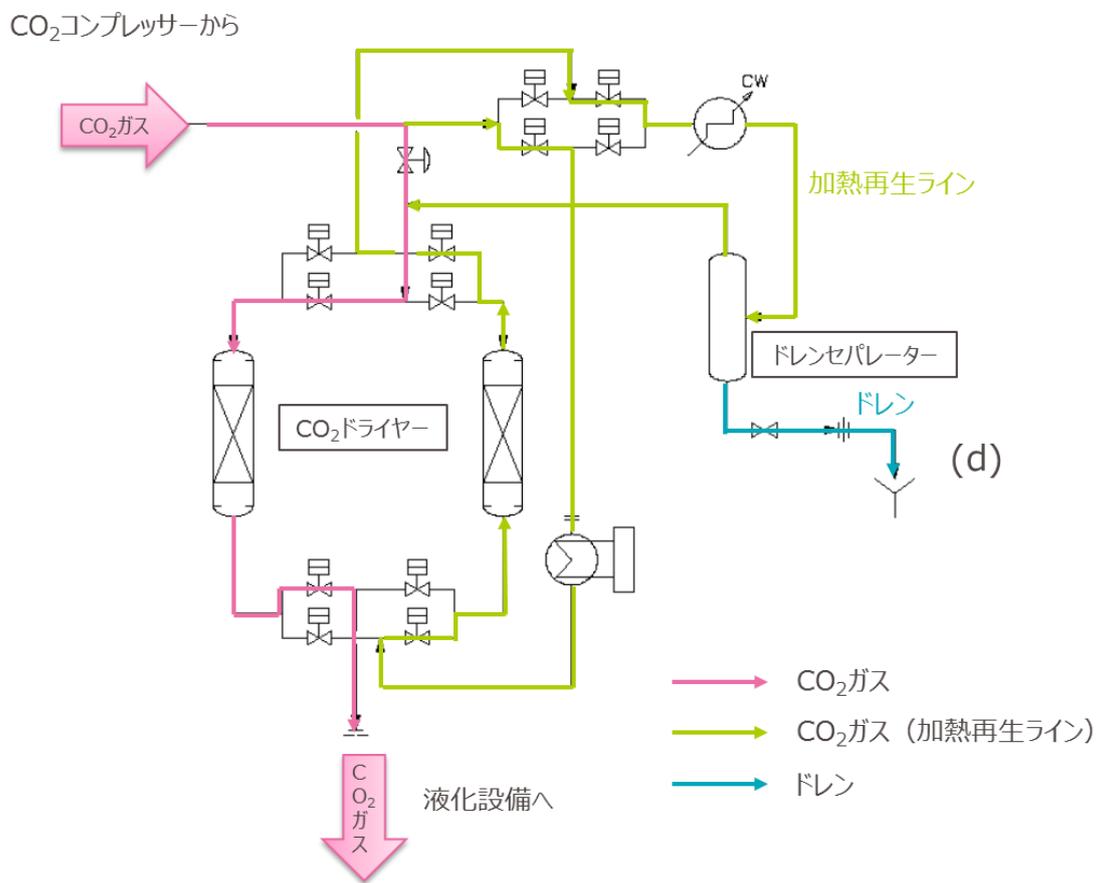


図 7.4-10 精製工程における製造ロス箇所

③ 液化工程・貯蔵工程

図 7.4-11 に示す(e)~(g)の3つの要因により、合計2%の製造ロスを想定する。それぞれの要因について以下に述べる。

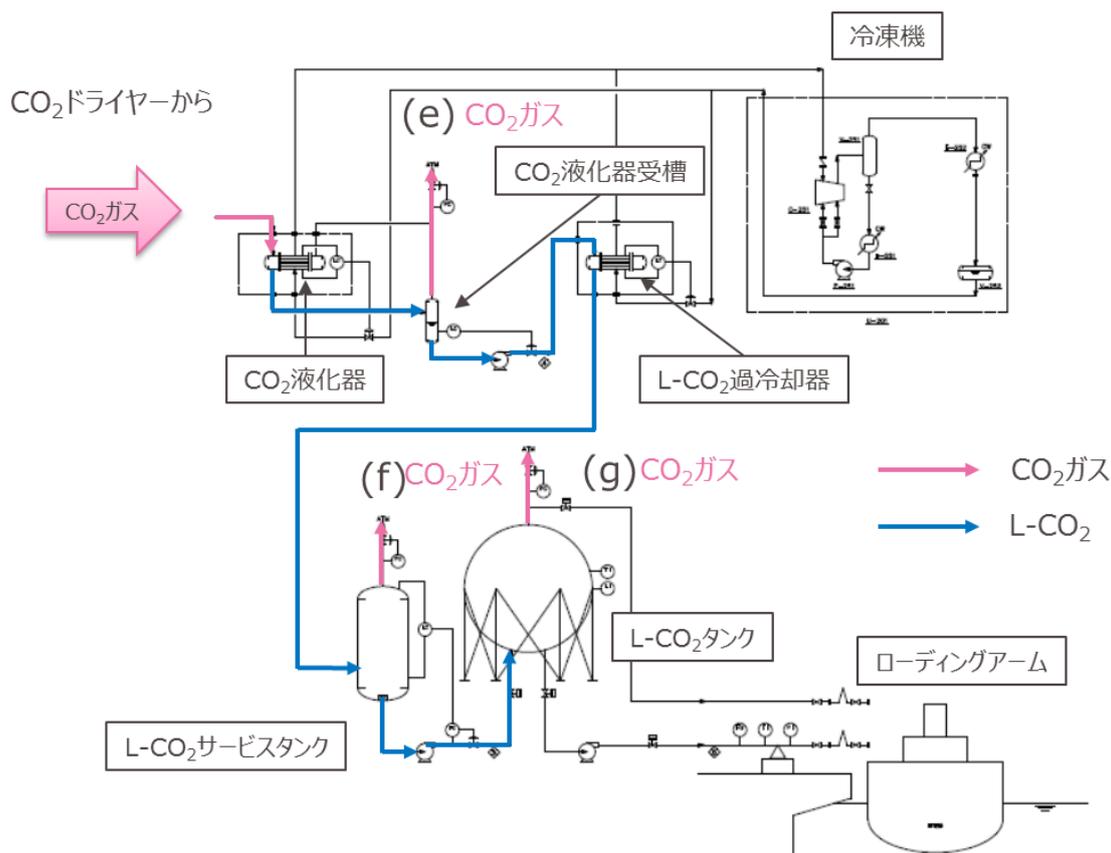


図 7.4-11 液化工程・貯蔵工程における製造ロス箇所

a. 要因(e)

CO₂ 液化器受槽から液化されなかった CO₂ ガスが大気放出される。

b. 要因(f)

液化 CO₂ サービスタンクで貯蔵中にガス化した CO₂ ガスが大気放出される。

c. 要因(g)

液化 CO₂ タンクで貯蔵中にガス化した CO₂ ガスが大気放出される。

7.4.6 機器選定

(1) 昇圧・精製設備 (常温)

① CO₂ コンプレッサー

a. 設計の考え方

液化工程において、液化設備入口 CO₂ ガス圧力が 0.5 MPa 未満の場合、CO₂ の物理的性質上ドライアイスが生成されるため、CO₂ コンプレッサーにより 0.5 MPa 以上に昇

圧する必要がある。また、液化設備入口CO₂ガス圧力が高いほど、液化工程での潜熱が少なくなり、液化に必要な比エンタルピーを小さくすることができる。このことから、液化設備の容量を小さくすることができ、ランニングコストを抑えることができる。ただし、CO₂コンプレッサーの容量を大きくする必要や、配管や容器等の設計圧力を上げる必要があるため、イニシャルコストが高くなる。これらのイニシャルコストとランニングコストのバランスを考慮し、また同種設備設計のメーカー知見に基づき、液化設備入口ガス圧力が1.73 MPaになるように、CO₂コンプレッサーの吐出圧力を設計した。

b. 裕度

CO₂コンプレッサーはCO₂ドライヤーでの圧力損失(Δ0.02 MPa)およびCO₂ドライヤー出口から液化設備入口までの1.5 kmの配管での圧力損失(Δ0.1 MPa)を考慮し、1.85 MPaまで昇圧する設計とした。

$$\begin{aligned} & (\text{液化設備入口圧力}) + (1.5\text{km 配管圧損}) + (\text{CO}_2\text{ドライヤーでの圧損}) \\ & = 1.73(\text{MPa}) + 0.1(\text{MPa}) + 0.02(\text{MPa}) \\ & = 1.85(\text{MPa}) \end{aligned}$$

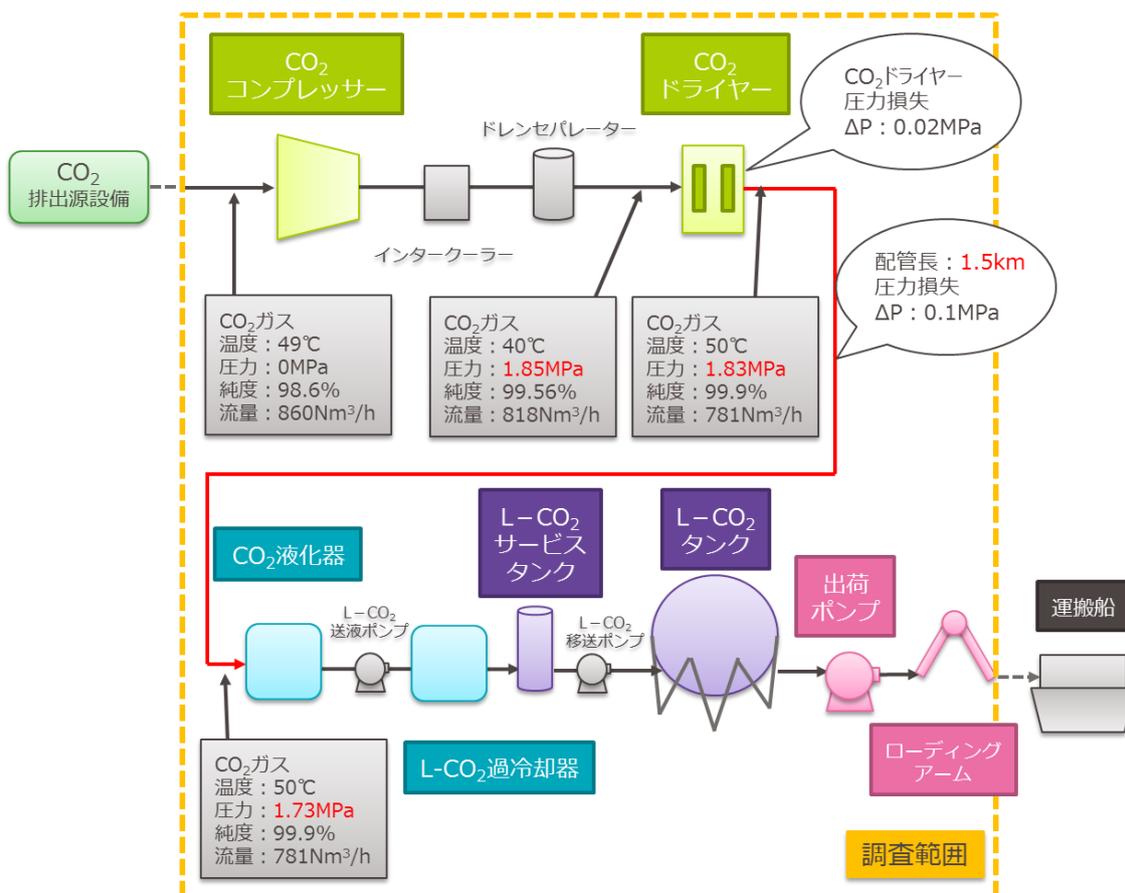


図 7.4-13 CO₂コンプレッサー吐出圧力の考え方

c. CO₂ドライヤー出口から液化設備入口間の圧力損失

圧力損失の計算方法は以下に示す。

$$\Delta P = f \cdot \rho \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \frac{L}{D}$$

ΔP : 圧力損失 (MPa)

f : 摩擦係数

ρ : 密度 (kg/m³)

v : 流速 (m/s)

D : 管内径 (m)

L : 直管相当長 (m)

直管相当長は、具体的な地点が定まっていないため、配管長 1,500 m の 2 倍の 3,000 m として算出した。

算出の結果、圧力損失 $\Delta P=0.03$ MPa となるが、バルブ等の機器での圧力損失を考慮し、配管全体の圧力損失を $\Delta P=0.1$ MPa として設計した。

② CO₂ ドライヤー

a. 設計の考え方

液化工程において、CO₂ガス中に水分が含まれると氷になり、熱交換器に付着することで性能低下が懸念されるため、CO₂ドライヤーにより、CO₂ガス中の水分を除去する必要がある。

b. 裕度

CO₂ガス流量の818 Nm³/hに対して20%の裕度を考慮し、CO₂ドライヤーの容量は1,000 Nm³/hとした。

c. CO₂ドライヤーの吸着・再生工程について

CO₂ドライヤーの吸着ラインはA塔・B塔の2塔の除湿塔から構成されており、CO₂ドライヤーの再生ラインは再生除湿塔、再生加熱器、再生冷却器、ドレンセパレーターから構成される。

吸着工程（CO₂ガスを除湿している工程）、再生工程（除湿塔で吸着した水分を除去している工程）等の各工程は、以下のとおりである。

7. 両塔吸着工程

図7.4-14に両塔吸着工程を示す。A塔の再生工程が終了し、吸着工程をB塔からA塔に切り替える工程であり、この工程では、両塔が吸着している工程となる。

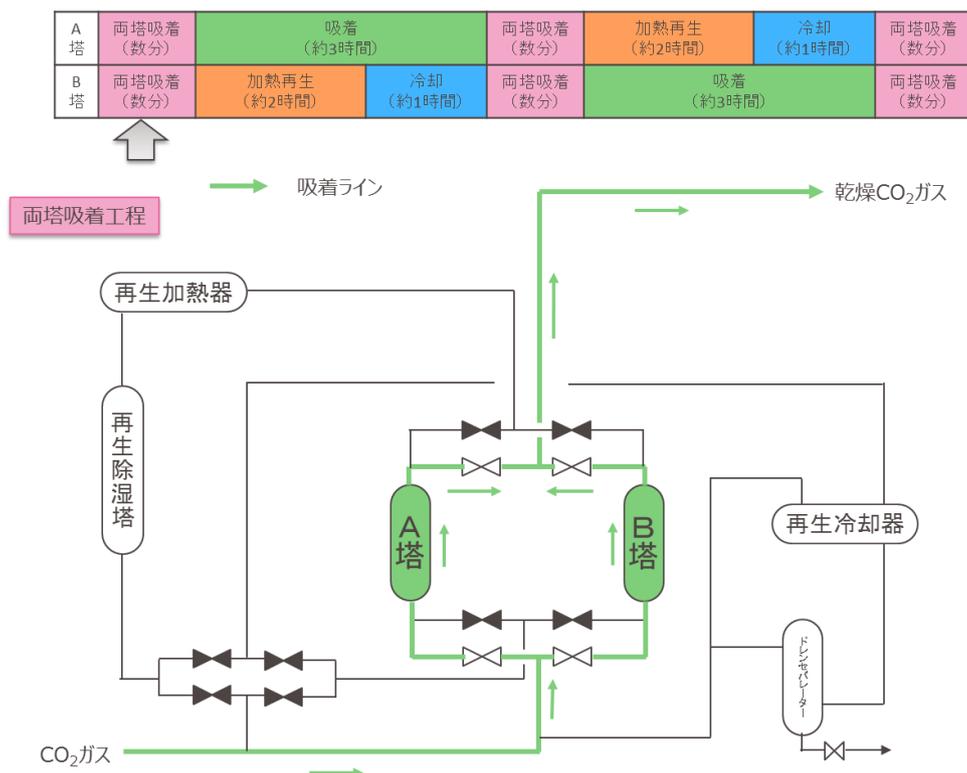


図 7.4-14 両塔吸着工程

1. A塔吸着・B塔加熱再生工程

図 7.4-15 に A 塔吸着・B 塔加熱再生工程を示す。CO₂ ドライヤー入口から取り出した CO₂ ガスを再生除湿塔で水分を除去した後再生加熱器で約 180℃まで加熱し、B 塔を加熱し水分を除去する。

B 塔を加熱した後の水分を含んだ CO₂ ガスは、再生冷却器で冷却され、ドレンセパレーターによりドレンを除去し、CO₂ ドライヤー入口に戻される。

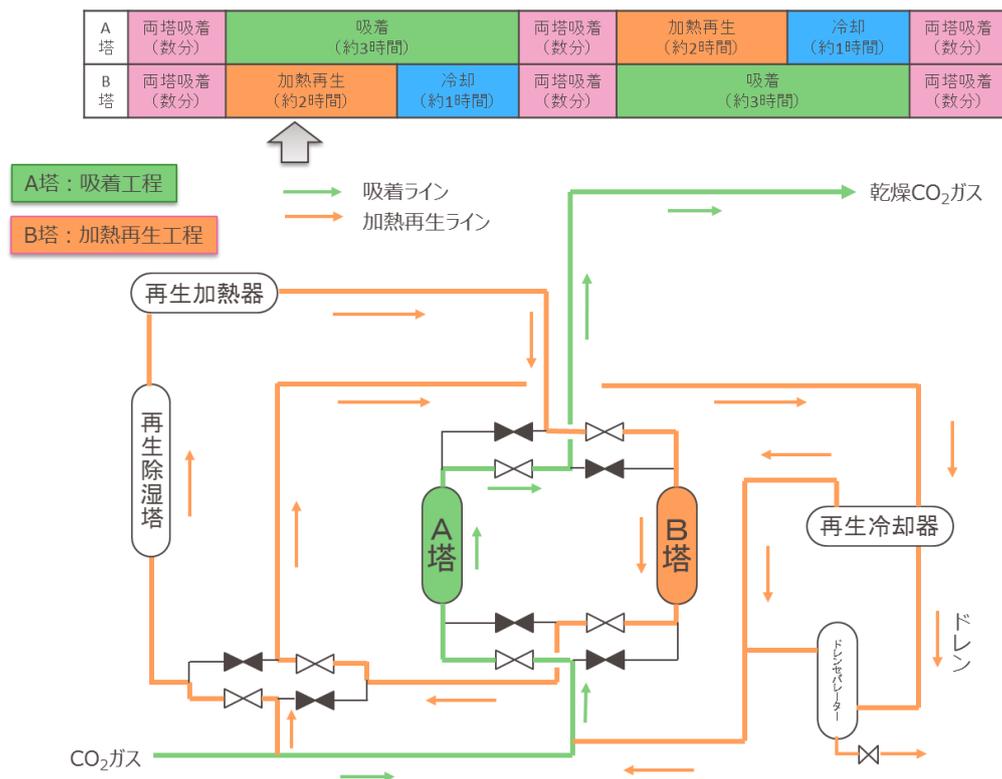


図 7.4-15 A 塔吸着・B 塔加熱再生工程

ウ. A 塔吸着・B 塔冷却工程

図 7.4-16 に A 塔吸着・B 塔冷却工程を示す。CO₂ ドライヤー入口から取り出した CO₂ ガスで B 塔を冷却する。

冷却後の CO₂ ガスは、再生加熱器で加熱し、再生除湿塔を加熱再生する。

再生除湿塔を加熱再生した後の水分を含んだ CO₂ ガスは、再生冷却器で冷却され、ドレンセパレーターによりドレンを除去し、CO₂ ドライヤー入口に戻される。

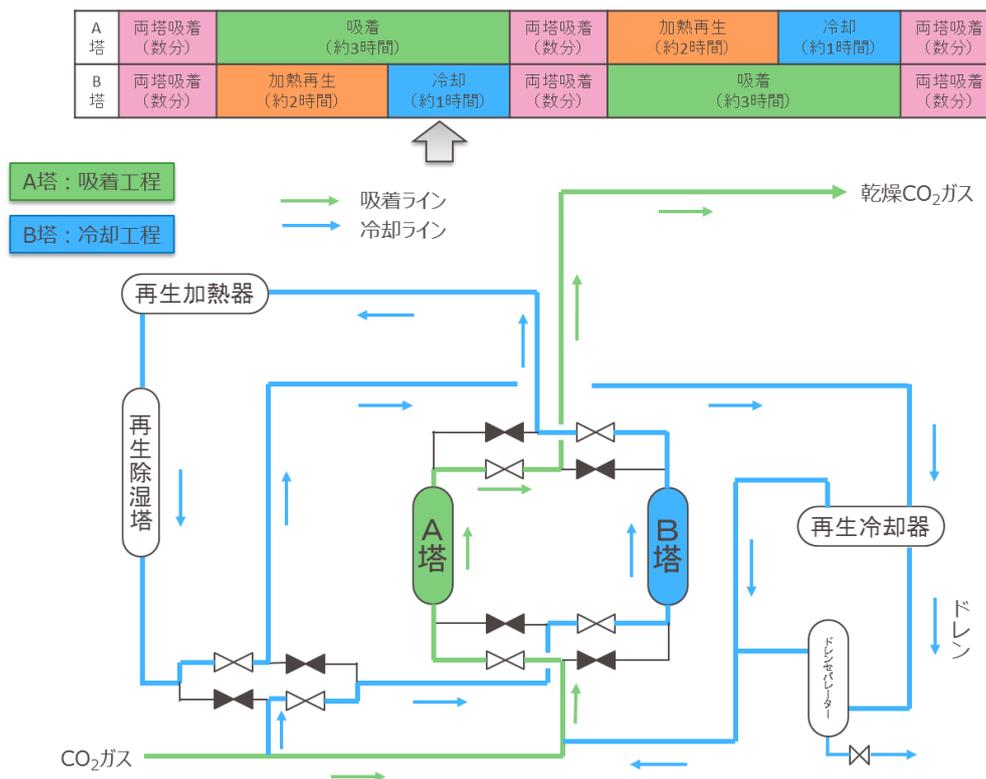


図 7.4-16 A 塔吸着・B 塔冷却工程

(2) 液化設備（低温）

① 設計の考え方

冷凍機ユニットの冷媒として想定しているプロピレンは、可燃性ガスであり、高圧ガス保安法に基づき、冷凍機ユニット外面から 8 m 以内は防爆仕様にする必要がある。本調査では、冷凍機ユニット外面から 8 m 以内の設備は防爆仕様とした。

液化に必要な熱量は、表 7.4-2 などより 405 kJ/kg であり、以下の式から約 172 kW と
なる。

$$(740(\text{kJ/kg}) - 335(\text{kJ/kg})) \times 1,533(\text{kg/h}) / 3,600(\text{kJ/kW}) = 172(\text{kW})$$

表 7.4-2 液化に必要な熱量

	温度 (°C)	圧力(MPa)	比エンタルピー(kJ/kg)
液化設備入口	50	1.73	740
液化設備出口	-38	2.17	335
液化に必要な熱量			405

② 裕度

液化に必要な熱量は約 172 kW であり、20%の裕度を考慮し、冷凍機ユニットの冷凍能力は、215 kW とした。

③ 成績係数

冷凍能力 215 kW に対する冷凍機ユニットの軸動力はメーカー実績より 182 kW であり、冷凍機ユニットの成績係数は以下の式より 1.18 となる。

$$\text{冷凍能力/冷凍機ユニットの軸動力} = 215(\text{kW})/182(\text{kW}) = 1.18$$

なお、冷凍機ユニットの電動機については、軸動力に対して 200 kW の電動機を選定した。

(3) 貯蔵設備（低温）

① 液化 CO₂ サービスタンク

a. 設計の考え方

船積作業中に液化設備にて液化した液化 CO₂ を液化 CO₂ タンクに送液することで、液化 CO₂ タンク圧力が変動し、船積作業に影響を及ぼす可能性がある。このことから、液化 CO₂ タンクの前に液化 CO₂ サービスタンクを設け、船積作業中は液化 CO₂ サービスタンクと液化 CO₂ タンクの系統を隔離し、液化設備にて液化した液化 CO₂ が液化 CO₂ タンクへ送液されないようにすることで、船積作業に影響を与えずに液化 CO₂ を製造することができるシステムとした。

なお、一般高圧ガス保安規則により、「貯槽に液化ガスを充填するときは、当該液化ガスの容量が当該貯槽の常用の温度においてその内容積の 90%を超えないように充填すること。」とあるため、無効なタンク容量は 10%となる。

b. 裕度

7. 1時間当たりの液化 CO₂ 製造量

本設備全体で約 10%の製造ロスが発生するため、1時間当たりの製造量は以下のとおりである。

$$40 (\text{t/d}) / 24 (\text{h/d}) \times 0.9 / 1.1031 (\text{t/m}^3) = 1.36 (\text{m}^3/\text{h})$$

4. 液化 CO₂ 移送ポンプ必要 NPSH

液化 CO₂ サービスタンクの底部のレベルが液化 CO₂ 移送ポンプのレベルより 0.5 m 高い位置になるように液化 CO₂ サービスタンクを設置することを想定した。液化 CO₂

移送ポンプの必要 NPSH (有効吸込みヘッド。Net Positive Suction Head。)が 1 m のため、タンク底部から 0.5 m のレベルの容量である 1.6 m³ が液化 CO₂ 移送ポンプの NPSH を確保するために必要なタンク容量となる。

ウ. タンク容量

前提条件より、船積時間は最大 8 時間/日であるが、船積作業の前後に本設備側の準備作業や隔離復旧作業として合計 4 時間の作業時間を考慮し、12 時間分の貯蔵量と想定した (図 7.4-18) 。この貯蔵量と液化 CO₂ 移送ポンプの必要 NPSH ならびに一般高圧ガス保安規則で定める無効なタンク容量 10% を加味し、タンク容量を 20 m³ とした (図 7.4-19) 。

$$(1.36 \text{ (m}^3\text{/h)} \times 12 \text{ (h)} + 1.6 \text{ (m}^3\text{)}) / 0.9 = 20 \text{ (m}^3\text{)}$$

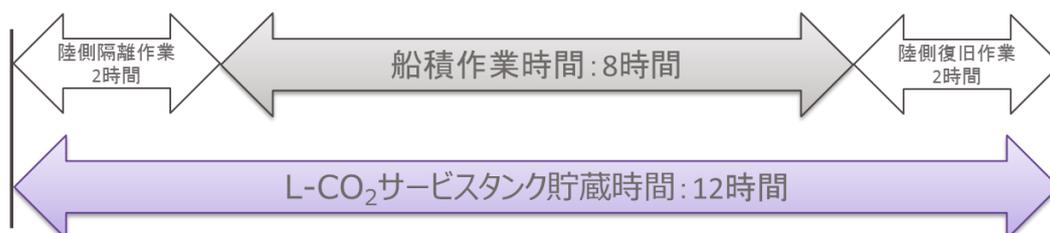


図 7.4-18 液化 CO₂ サービスタンクの貯蔵可能時間の考え方

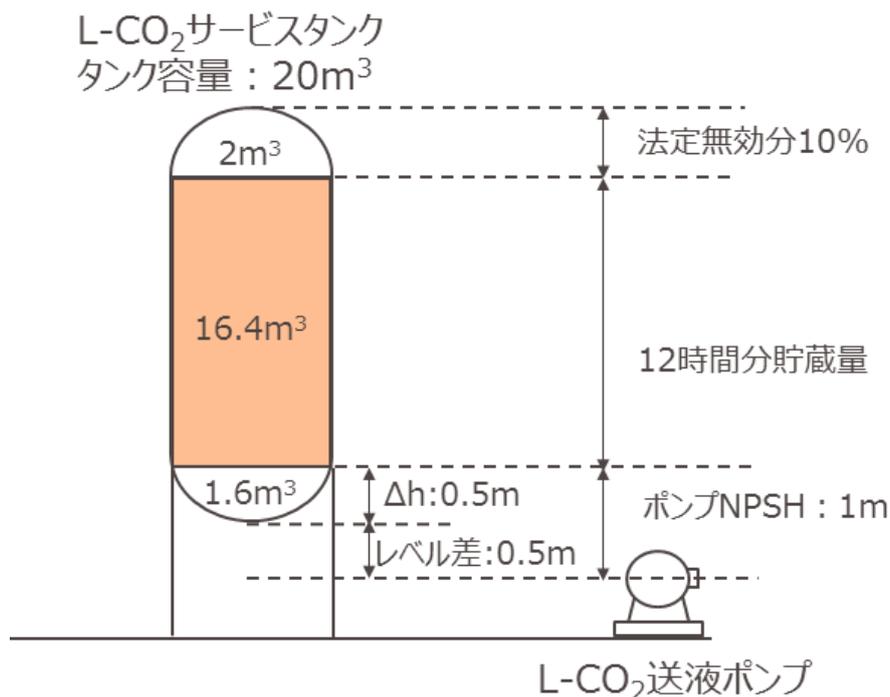


図 7.4-19 液化 CO₂ サービスタンクの貯蔵量の考え方

② 液化 CO₂ タンク

a. 設計の考え方

前提条件より船積頻度は 1 箇月に 1 回のため、液化 CO₂ タンクは 1 箇月分の製造量を貯蔵できる設計とした。

7. 1 箇月分の液化 CO₂ 製造量

液化 CO₂ の 1 箇月の製造量は、以下のとおりである。

$$40 \text{ (t/d)} \times 0.9 \times 30 \text{ (d/月)} / 1.1031 \text{ (t/m}^3\text{)} = 979 \text{ (m}^3\text{/月)}$$

4. 液化 CO₂ 出荷ポンプの必要 NPSH

液化 CO₂ タンクの底部のレベルが液化 CO₂ 出荷ポンプのレベルより 2.8 m 高い位置になるように液化 CO₂ タンクを設置することを想定した。液化 CO₂ 出荷ポンプの必要 NPSH が 3 m のため、タンク底部から 0.2 m の高さの容量である 122 m³ が液化 CO₂ 出荷ポンプの NPSH を確保するために必要なタンク容量となる。

ウ. タンク容量

1箇月分の液化CO₂製造量と液化CO₂出荷ポンプの必要NPSHならびに一般高压ガス保安規則で定める無効なタンク容量10%を加味し、タンク容量を1,223.5 m³とした(図7.4-20)。

$$((979 \text{ (m}^3\text{)} + 122 \text{ (m}^3\text{)}) / 0.9 = 1,223.5 \text{ (m}^3\text{)})$$

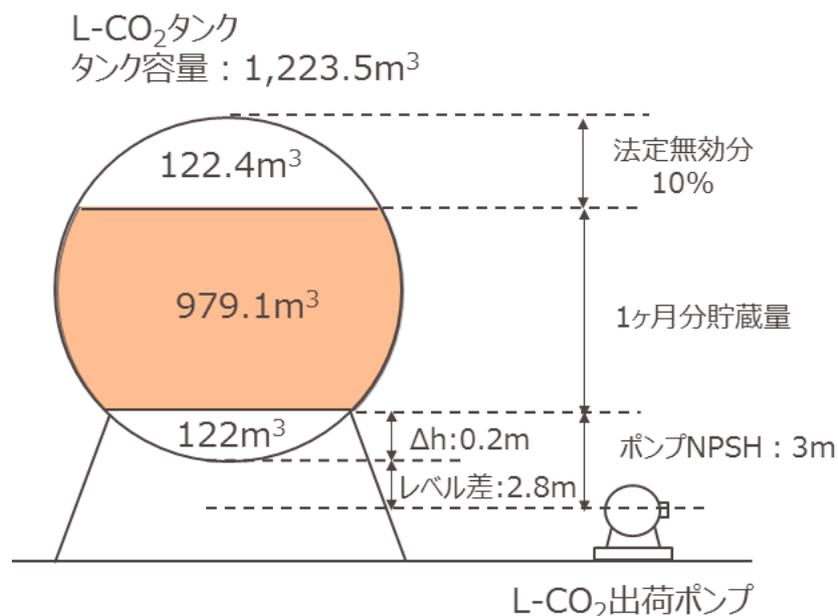


図7.4-20 液化CO₂タンク貯蔵量の考え方

(4) 充填設備(低温)

① 液化CO₂出荷ポンプ

a. 設計の考え方

前提条件より、船積時間は最大8hであるが、船舶側との接続作業や充填完了後の隔離作業として合計2hの作業時間を考慮し、充填可能な時間は6hと想定した(図7.4-21)。

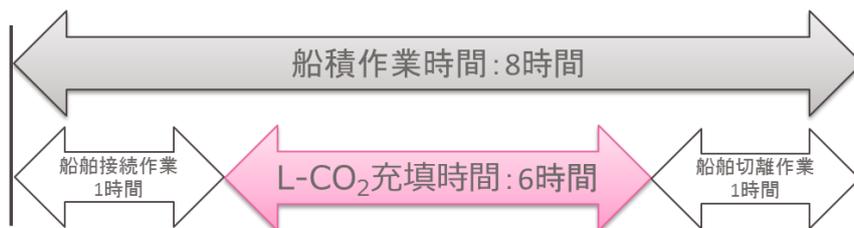


図 7.4-21 液化 CO₂ 出荷ポンプの充填時間の考え方

b. 裕度

出荷する液化 CO₂ は 1 箇月分の 979 m³ であるため、10% の裕度を考慮して出荷ポンプの容量は 182 m³/h と設計した。

$$979(\text{m}^3) / 6 (\text{h}) \times 1.1 = 182 (\text{m}^3/\text{h})$$

② ローディングアーム

船積設備を占有し続けることはできないと想定し、移動可能な設備とした。

船舶側の条件が不明であるため、移動式ローディングアームとして一般的なものを選定した。

(5) 適用法令について

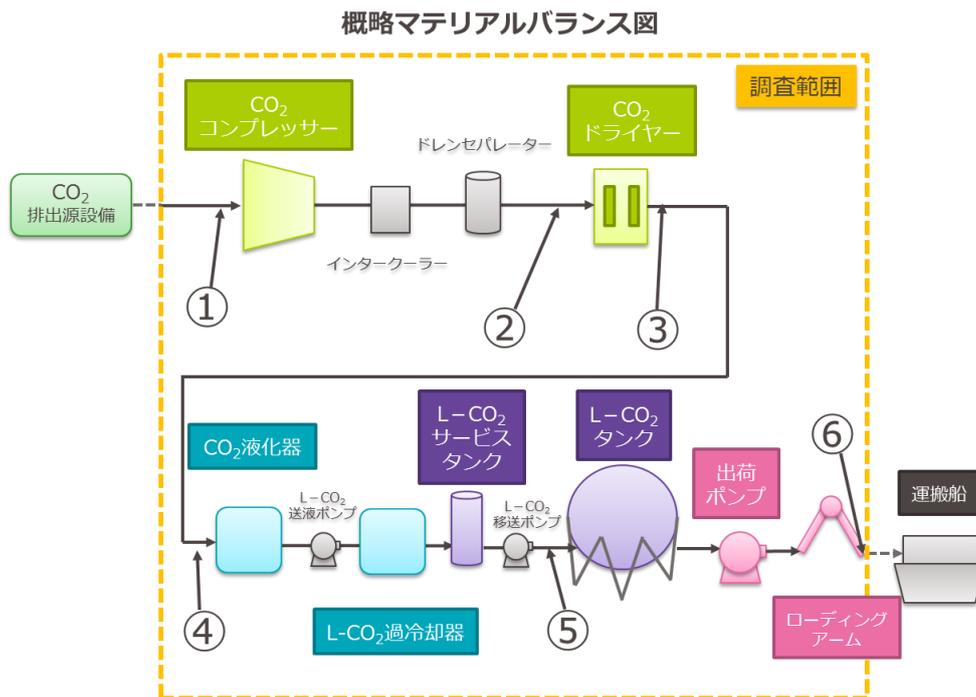
① 圧力

高圧ガス保安法上の「高圧ガス」の定義を表 7.4-3 に示す。

表 7.4-3 高圧ガス保安法第二条

<p>一. 常用の温度において圧力（ゲージ圧力をいう。以下同じ。）が 1MPa 以上となる圧縮ガスであつて現にその圧力が 1MPa 以上であるもの又は温度 35℃において圧力が 1MPa 以上となる圧縮ガス（圧縮アセチレンガスを除く。）</p>
<p>三. 常用の温度において圧力 0.2MPa 以上となる液化ガスであつて現にその圧力が 0.2MPa 以上であるもの又は圧力が 0.2MPa となる場合の温度が 35℃以下である液化ガス</p>

以上の定義より、本設備で取り扱う CO₂ ガスは 1 MPa 以上の圧縮ガスに該当し、液化 CO₂ は 0.2 MPa 以上の液化ガスに該当するため、高圧ガス保安法上の「高圧ガス」となる（図 7.4-22）。



		①	②	③	④	⑤	⑥
流体		CO ₂ ガス	CO ₂ ガス	CO ₂ ガス	CO ₂ ガス	L-CO ₂	L-CO ₂
温度	℃	49	40	50	50	-38	-35
圧力	MPa	0	1.85	1.83	1.73	2.17	2.0
CO ₂	%	98.6	99.56	99.99	99.99	99.99	99.99
H ₂ O	%	1.4	0.44	<10ppm	<10ppm	<10ppm	<10ppm
流量	Nm ³ /h	860	818	781	781	-	-
	kg/h	1,676	1,603	1,533	1,533	1,500	200,776

図 7.4-22 高圧ガス保安法上の「高圧ガス」となる部分

② 製造許可

高圧ガス保安法第五条より製造者区分と許認可をまとめたものを表 7.4-4 に示す。なお、一般高圧ガス保安規則第二条第四項より、CO₂ ガスは不活性ガスとなる。本設備では 300 Nm³/d 以上の CO₂ ガスを処理するため、「第一種製造者」となる。

表 7.4-4 製造者区分と許認可

処理能力 (Nm ³ /日)		製造者区分	許認可
第1種ガス (不活性ガス)	300 以上	第一種製造者	許可
	300 未満	第二種製造者	届出

③ 貯蔵許可

高圧ガス保安法第 15 条から第 17 条より、貯蔵所区分と許認可をまとめたものを表 7.4-5 に示す。

表 7.4-5 貯蔵所区分と許認可

貯蔵する高圧ガスの容積 (Nm ³)		貯蔵所区分	許認可
第1種ガス (不活性ガス)	3,000 以上	第一種貯蔵所	許可
	3,000 未満	第二種貯蔵所	届出

本設備で貯蔵する高圧ガスの容積は、液化 CO₂ を 1,500 kg/h で製造し、1 箇月分貯蔵するため、以下のとおりである。

$$1,500(\text{kg/h}) \times 24(\text{h/d}) \times 30(\text{d}) = 1,080,000(\text{kg})$$

高圧ガス保安法第 16 条第 3 項より、液化ガス 10 kg を 1 Nm³ と換算するため、貯蔵する高圧ガスの容積は以下のとおりである。

$$1,080,000(\text{kg}) / 10 = 108,000(\text{Nm}^3)$$

貯蔵する高圧ガスの容積が 3,000 Nm³ 以上となるため、貯蔵設備については「第一種貯蔵所」となる。

(6) ユーティリティー設備

ユーティリティー設備は、機器に電気を供給する設備である「電気設備」、機器を冷却する冷却水を供給する設備である「冷却水設備」、機器を制御するための空気を供給する設備「計装空気設備」から構成される。

なお、本設備から排出される排水については、発電所の既設の排水処理設備にて処理することを想定しているため、排水を処理する設備はない。

① 電気設備

本設備の電気設備は、高圧受電盤、変圧器、動力盤（高圧／低圧）等から構成される。

本設備で使用する電気については、一般送配電事業および電気事業のように供する電気ではないため、一般事業契約となり、一般送電線から受電することになる。

受電方法としては、需給契約上、「一構内、一需要場所、一需要契約」であるため、煙突側の一般配電線で受電し、常温設備および低温設備に分電する計画とした。

なお、電気供給条件は、最大需要容量が 50 kW を超える場合は低圧での受電はできず高圧受電となると想定し、本設備での最大需要容量は約 680 kW であるため高圧電圧 6.6 kV で受電することとした。

なお、600 V を超えて受電する需要設備については、事業用電気工作物の自家用電気工作物に該当し、電気事業法第 42 条第 1 項に基づき保安規程の届出をする必要がある。また、電気事業法第 43 条第 3 項に基づき電気主任技術者を選任する必要がある。

電気設備については、「電気設備に関する技術基準を定める省令（経済産業省令）」に基づき設計を行った。

a. 高圧受電盤

高圧電圧 6.6 kV を受電するしゃ断器や保護継電器等の機器を収納した盤を設置する計画とした。本設備は電気事故等により異常電流が流れた場合、保護継電器で異常電流を検出し、しゃ断器を開放する。

また、本高圧受電盤を介して常温設備および低温設備に分電する計画とした。

b. 変圧器

受電電圧 6.6 kV を各機器の供給電圧である 440 V に降圧する変圧器を設置する想定とした。

c. 電力盤

各機器に電気を供給するしゃ断器等を収納した盤を設置する想定とした。

各機器のしゃ断器には、漏電を検出する継電器が実装されており、漏電を検出すれば、当該しゃ断器を開放する事で機器の焼損防止および感電を防止する。

② 冷却水設備

冷却設備は、「冷却塔」「冷却水循環ポンプ」「薬注ポンプ」から構成される。

冷却水循環ポンプによって冷却水が各機器に供給され、各機器を冷却し、冷却塔に再び戻る循環系統で冷却する事を想定した。

冷却塔は開放型の冷却方式を想定しているため、冷却水には大気中の成分による水質悪化を防止する目的で、腐食防止剤等の薬品を薬注ポンプにより注入する想定とした。

③ 計装空気設備

計装空気設備は「計装空気コンプレッサー」「計装空気ドライヤー」から構成される。

計装空気コンプレッサーは、空気で駆動する弁の駆動用空気を供給するために圧縮空気を製造し、各弁に駆動用空気を供給する前に計装空気ドライヤーにて水分を除去する想定とした。

7.4.7 概略基礎配置

本設備の基礎配置は、比較的硬い地質を想定して、杭打設のないものとして計画した。

基礎設置時に掘削する掘削土は、土壌汚染対策法に基づき、全量を汚染土として処理する計画とした。

設備配置を図 7.4-23 に、掘削面積および掘削土量を表 7.4-6 に示す。

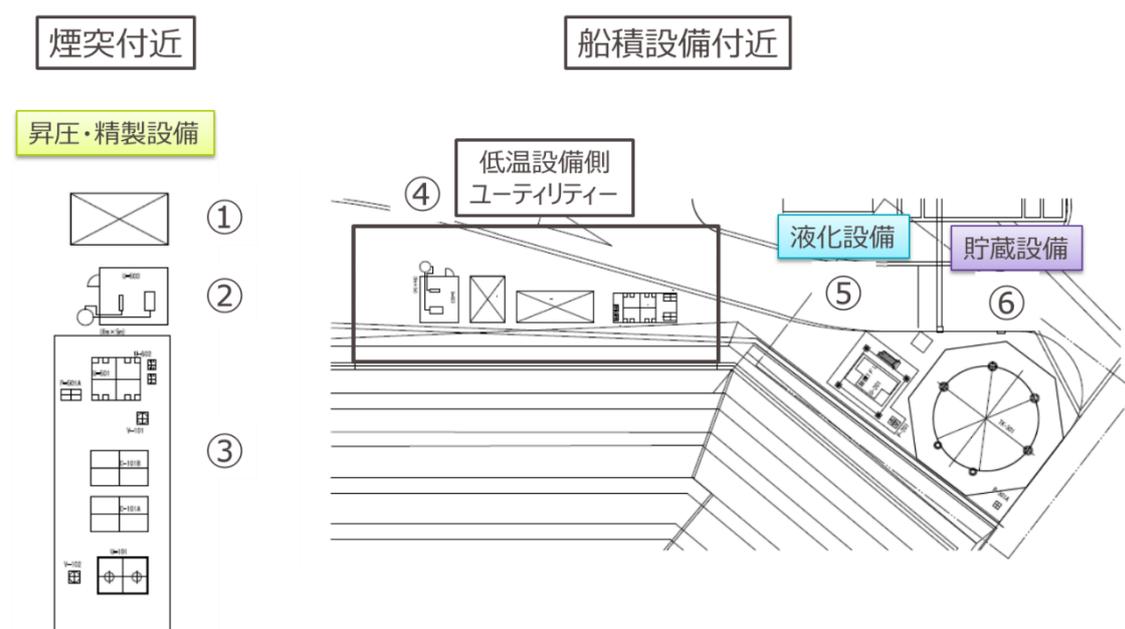


図 7.4-23 設備位置図

表 7.4-6 掘削面積および掘削土量

設備		掘削面積 (m ²)	掘削深さ (m)	土量変化率 (中硬岩)	掘削土量 (m ³)	
煙突付近	①	電気設備	65	0.9	1.5	88
	②	計装空気設備	53	0.9	1.5	72
	③	昇圧・精製設備、 冷却水設備	293	0.9	1.5	396
船積設備付近	④	電気設備、冷却水設備、 計装空気設備	241	0.9	1.5	325
	⑤	液化設備	116	0.9	1.5	157
	⑥	貯蔵設備	397	1.5	1.5	893

7.4.8 運搬船着棧設備

本設備で回収した液化CO₂を船舶輸送するための着棧設備について調査した。

(1) 運搬船の基本仕様の想定

a. 運搬船の前提条件

運搬船の規模：999GT

b. 運搬船の想定

港湾の施設の技術上の基準の細目を定める告示（国土交通省告示第395号）第18条第2項においては「対象船舶を特定できない場合にあっては、船舶の諸元に関する統計的解析により適切に設定するものとする」とあることから、「港湾の設備の技術上の基準」に基づき運搬船の基本仕様について想定した。

船舶の規模を表す単位には「総トン数(GT)」のほかに「載荷重量トン数(DWT)」等あり、「港湾の設備の技術上の基準」において以下のとおり回帰式が提示されており、その回帰式から各々の船種でDWT数を算出した。

表 7.4-7 各々の船種で算出した DWT 数

船種	回帰式	算定 DWT
貨物船	GT=0.529DWT	1,888DWT
コンテナ船	GT=0.882DWT	1,133DWT
タンカー	GT=0.535DWT	1,867DWT
LPG 船	GT=0.845DWT	1,182DWT
LNG 船	GT=1.370DWT	729DWT

算出結果に相当する各々の船種の基本仕様の調査結果を表 7.4-8 に示す。

なお、LPG 船と LNG 船については GT 標記が一般的であるため、999GT に一番近い GT の船を調査した。

表 7.4-8 各々の船種の基本仕様

船種	算定 DWT	相当 DWT	全長 (m)	垂線間長 (m)	型幅 (m)	満載喫水 (m)
貨物船	1,888	2,000	82	75	13.1	4.8
コンテナ船	1,133	5,000	109	101	17.9	6.3
タンカー	1,867	2,000	77	72	13.2	4.9

表 7.4-9 LPG 船および LNG 船の船種の基本仕様

船種	相当 GT	全長 (m)	垂線間長 (m)	型幅 (m)	満載喫水 (m)
LPG 船	3,000	98	92	16.1	6.3
LNG 船	20,000	174	164	27.8	8.4

c. 運搬船の基本仕様の想定

「港湾の設備の技術上の基準」に基づき調査した結果、運搬船の規模および運搬する荷姿から 2,000DWT のタンカーが近似するため、基本仕様を表 7.4-10 のとおり想定した。

表 7.4-10 運搬船の想定基本仕様

載貨重量トン数 (DWT)	全長 (m)	垂線間長 (m)	型幅 (m)	満載喫水 (m)
2,000	77	72	13.2	4.9

(2) 想定した船舶に必要な着岸設備

想定した船舶に必要な着岸設備を表 7.4-11 に示す。

表 7.4-11 必要な着岸設備

設備	仕様	数量
防舷材	間隔 10 m	8 基
係船柱	間隔 10 m~15 m	4 基

(3) 喫水

バースの水深は、以下の式により算定した。

$$\text{バース水深} = \text{最大喫水} + \text{余裕水深}$$

ここで、最大喫水とは、対象船舶の満載喫水等、運用対象条件における係船状態等の静水状態の最大の喫水を表す。また、余裕水深は、「港湾の施設の技術上の基準」より最大喫水の 10%とした。

今回の調査で想定した船舶の満水喫水は 4.9 m であるため、必要なバース水深は以下のとおりである

$$\text{バース水深} = \text{最大喫水} + \text{余裕水深} = 4.9 \text{ (m)} + 0.49 \text{ (m)} = 5.39 \text{ (m)}$$

7.4.9 法令手続き

本設備の建設、運転、解体において想定される必要な法令手続きを表 7.4-12 に示す。設備設置箇所を管轄する官公庁の指導等により、変更する場合がある。

表 7.4-12 必要な着棧設備

法令等	申請等種類	提出時期	提出先
高圧ガス保安法	高圧ガス製造施設(変更)許可申請書	着工前 (30日程度前)	都道府県知事
	製造施設完成検査申請書	検査前 (30日程度前)	都道府県知事
	高圧ガス保安統括者等選任届出	製造開始前	都道府県知事
	危害予防規定届出書	製造開始前	都道府県知事
	保安教育計画書	—	—
	高圧ガス製造開始届出	製造開始前	都道府県知事
騒音規制法	特定施設設置届出(騒音)	着工前 (30日程度前)	都道府県知事
振動規制法	特定施設設置届出(振動)	着工前 (30日程度前)	都道府県知事
建築基準法	建築確認申請	工事着手前 (6箇月前程度)	建築主事又は指定確認検査機関
建設リサイクル法	分別解体等の計画等に関する届出	工事着手 (7日前)	都道府県知事又は特定行政庁
土壌汚染対策法	要措置区域等指定の申請(汚染区画の場合)	工事着手前 (3箇月前程度)	都道府県知事
	一定の規模以上の土地の形質の変更届出書(非汚染区画の場合)	工事着手 (30日前)	都道府県知事
	形質変更時届出区域内における土地の形質の変更届出	工事着手 (14日前)	都道府県知事
	要措置区域又は形質変更時届出区域内における汚染土壌の搬出	土壌搬出 (14日前)	都道府県知事
労働安全衛生法	特定元方事業開始報告書	作業開始後遅滞なく	労働基準監督署

法令等	申請等種類	提出時期	提出先
	適用事業報告書	作業開始後遅滞なく	労働基準監督署
	時間外、休日労働に関する協定書	時間外、休日労働を行う前	労働基準監督署
電気事業法	保安規程届出	電気工作物の使用開始前	経済産業大臣
	主任技術者選任又は解任届出書	遅滞なく	経済産業大臣
	主任技術者兼任承認申請書	—	経済産業大臣
環境保全協定	事前協議書	特定施設の設置又は変更に係る法令手続の前 ^{※1}	都道府県知事 市町村長
港湾法	浚渫工事 ^{※2}	工事着手1箇月前	港長

※1 環境保全協定における事前協議については、行政折衝の結果に応じた対応が必要であり、事前協議に要する期間は未確定です。

※2 CO₂船舶の仕様、着岸設備付近の水深により浚渫工事が必要な場合があります。

7.4.10 エンジニアリングスケジュール

本設備の建設工事計画（申請、設計、手配、製作）、建設工事（試運転を含む）および撤去工事（埋戻後の更地までの期間を含む）について、過去案件の実績をベースに調査した。

建設工事は、土壌調査に16箇月、土木工事に16箇月、機械電気工事に10箇月かかる想定となり、合計42箇月間の工程となる（図7.4-24）。

設備の実証試験期間は、「7.4.13 修繕計画」に記載しているとおり、本設備の操業運転期間に本設備の定期修繕期間を含め、36箇月の工程とした。

解体工事は、設備除却、基礎・建物除却の順に実施し、合計7箇月の工程となる。

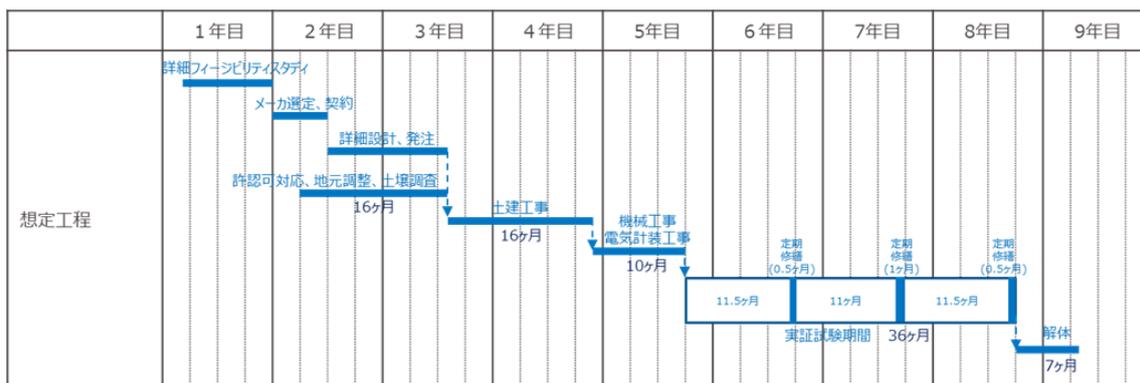


図 7.4-24 エンジニアリングスケジュール

7.4.11 運転基本方案

(1) 基本方針

本設備は、低温設備内の計器室に設置する監視制御システム（以下、「DCS」と称する。）から設備全体を集中監視、制御することを基本とする。

(2) 運転方法

- 1) 通常運転時は、DCS から監視・制御し、自動運転となる。
- 2) 起動・停止は、すべて各機器に据え付けられている現地操作盤により操作を行う。

(3) 日常点検

DCS にて CO₂ ガスおよび液化 CO₂ の流量、圧力、温度を確認、記録する。

以下、各機器の外観、振動、異音、計器類を 1 日 3 回の頻度で点検する。

表 7.4-13 必要な着機設

昇圧・精製設備	CO ₂ コンプレッサー、インタークーラー、ドレンセパレーター、CO ₂ ドライヤー
液化設備	CO ₂ 液化器、CO ₂ 液化器受槽、液化CO ₂ 過冷却器、冷凍機、液化CO ₂ 送液ポンプ
貯蔵設備	液化CO ₂ サービスタンク、液化CO ₂ 移送ポンプ、液化CO ₂ タンク
充填設備	液化CO ₂ 出荷ポンプ、ローディングアーム
ユーティリティー	高圧受電盤、変圧器盤、高圧動力盤、低圧動力盤、冷却塔、冷却水循環ポンプ、薬注ポンプ、計装空気コンプレッサー、計装空気ドライヤー

(4) 非常時の対応

異常内容は、DCSに表示される。重故障は、設備の全部もしくは一部が自動停止し、軽故障は、警報発信のみとなる。また、緊急停止ボタンを設けるため必要時に緊急停止することも可能である。

(5) 重故障（設備停止もしくは一部設備停止）

- 1) CO₂コンプレッサー重故障
(潤滑油圧力異常低、入口圧力異常低、出口圧力/温度異常高、電気故障等)
- 2) 冷凍機ユニット重故障
(潤滑油圧力異常低、潤滑油温度異常高、出入口圧力異常高/低、電気故障等)
- 3) 冷却水循環ポンプ出口圧力異常低
- 4) 計装空気圧力異常低
- 5) 高圧電気盤 重故障

(6) 軽故障（警報発信のみ）

- 1) CO₂コンプレッサー軽故障
(潤滑油圧力低、入口圧力低、出口圧力/温度高)
- 2) CO₂ドライヤー軽故障
(出口露点異常、ヒータ温度高、自動弁故障、脱圧/昇圧不良、再生温度不良等)
- 3) 冷凍機ユニット軽故障

(潤滑油圧力低、潤滑油温度高、出入口圧力高/低、電気故障等)

- 4) CO₂ 液化器受液槽液面高低、液化 CO₂ サービスタンク液面高低
- 5) 液化 CO₂ タンク液面高/低、液化 CO₂ タンク圧力高/低
- 6) 冷却水循環ポンプ出口圧力低
- 7) 計装空気圧力低
- 8) 高圧電気盤 軽故障
- 9) 液化炭酸ガス中露点異常 (液化設備出口)

7.4.12 各体制

本設備の建設・解体および操業・保安に必要な法定責任者およびその職務を表 7.4-14 に示す。

表 7.4-14 本設備の建設・解体および操業・保安に必要な法定責任者およびその職務

適用法令	法定責任者	必要人数	職務	必要資格
電気事業法	電気主任技術者	1名	電気設備の管理者	第三種電気主任技術者
高圧ガス 保安法	保安統括者	1名	保安に関する業務を統括管理	不要
	保安統括者代理者	1名		
	保安係員	1名	技術上の基準に適合するよう	高圧ガス製造保安責任者
	保安係員代理者	1名	に監督・巡視および点検	乙種機械、乙種化学

7.4.13 修繕計画

本設備は、高圧ガス保安法に基づく完成検査により、技術基準の適合を確認した後、運転を開始するが、運転開始から1年以内に対象設備の保安検査および定期修繕を行う必要がある。また、2年目の定期修繕は、液化 CO₂ タンクの開放点検が必要となることから、1年目、3年目の定期修繕よりも期間が長くなる。

以上のことから、本設備の運転期間を合計 36 箇月とした場合、以下のとおり設備の定期修繕は1年ごとに必要となり、修繕期間は合計 2 箇月かかる想定となる。

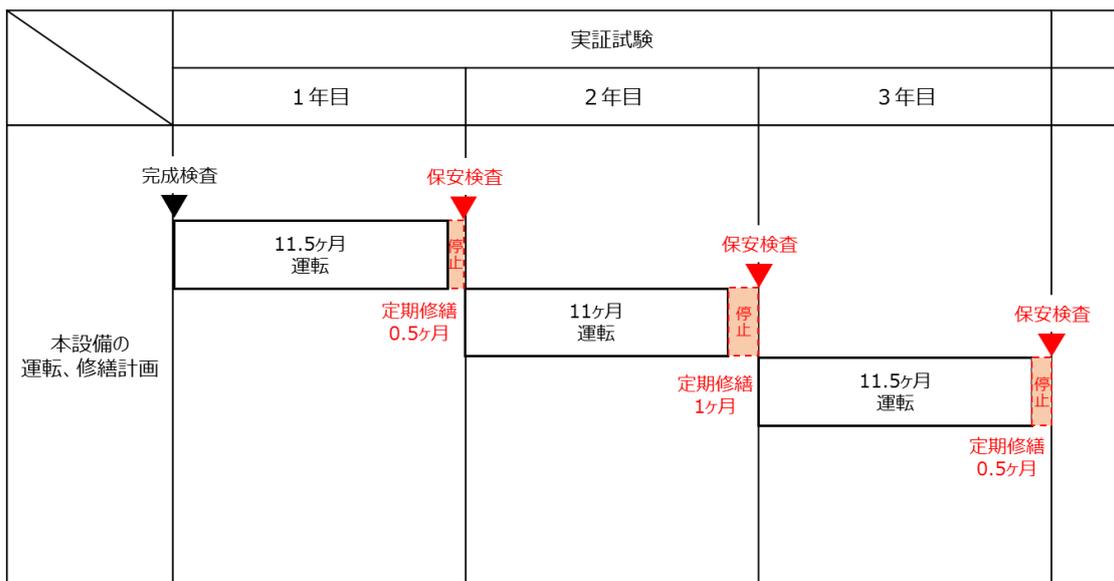


図 7.4-25 修繕計画

7.4.14 ユーティリティー関係

(1) ユーティリティー使用量

本設備のユーティリティー使用量を表 7.4-15 に示す。

なお、潤滑油脂類については具体的な機器選定後に確定するため、調査しなかった。

表 7.4-15 ユーティリティー使用量

種類		単位	常温設備	低温設備	合計
消費電力		kWh/h	347	414	761
計装空気		Nm ³ /h	40	40	80
冷却水		t/h	49	95	144
補給水		t/h	1.1	1.4	2.5
排水		t/h	0.4	0.5	0.9
薬品	タワークリーン S920	kg/月	73	142	215
	タワークリーン W150	kg/月	43	83	126

(2) 排水性状

排水の種類には、CO₂コンプレッサー、CO₂ドライヤーにて回収されるドレン水および

機器を冷却する冷却水のブロー水があり、各々の排水性状を表 7.4-16 に示す。

表 7.4-16 排水性状

排水の種類	単位	常温設備	低温設備	排水性状
ドレン水	kg/h	10	—	CO ₂ を含有した排水
冷却水のブロー水	t/h	0.4	0.5	薬品成分を含有した排水

7.4.15 概算コスト

(1) 概算コスト

石炭火力発電所に本設備を建設し、実証試験を実施した後、本設備を解体するまでに必要な概算コストを「7.4.10 エンジニアリングスケジュール」をもとに調査した(図 7.4-26)。

建設費については、建設可能業者の内、1社からの見積であり、あくまで参考金額としての取り扱いである。また、詳細フェージビリティスタディ、土壌調査、建設管理、運転委託等の管理業務の参考金額を記載した。

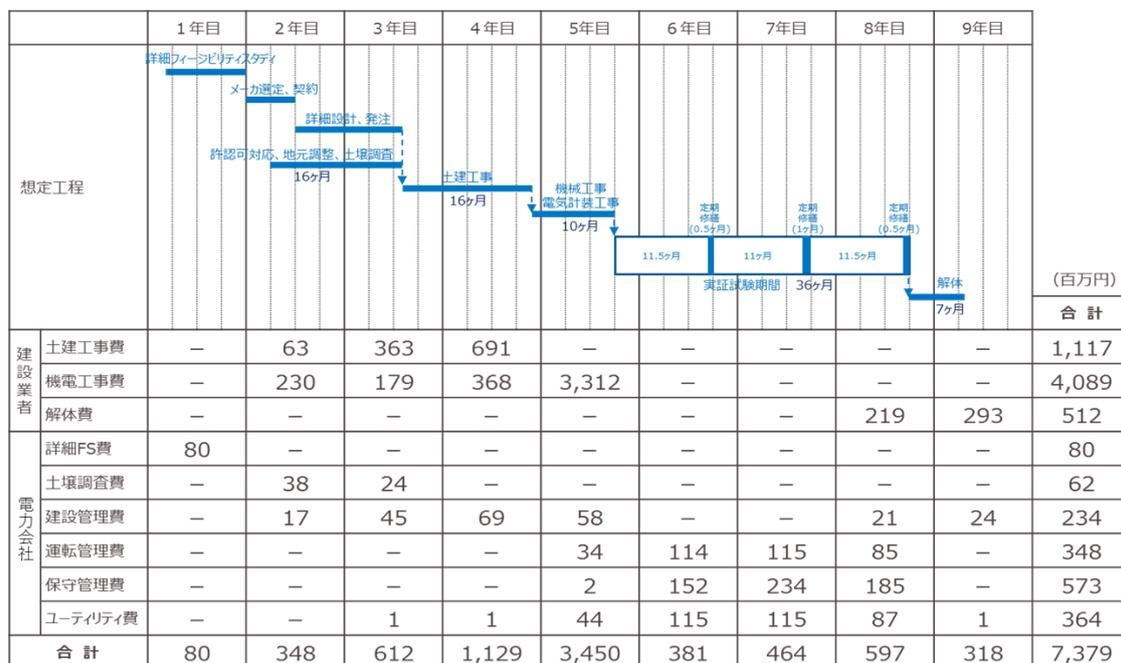


図 7.4-26 概算コスト

(2) 各費用項目

① 土建工事費、機電工事費、解体費

土建工事費、機電工事費、解体費については、建設業者にて実施する建設工事計画（設計、手配、製作）、建設工事（試運転を含む）および撤去工事（埋戻後の更地までの費用を含む）にかかる費用を見積った。

② 詳細フィージビリティスタディ費

CO₂排出源関連設備フィージビリティスタディの結果から抽出された課題を解決するための詳細フィージビリティスタディを実施することを想定し、見積った。

③ 土壌調査費

土壌調査費については、「7.4.7 概略基礎配置」にて調査した基礎配置をもとに本設備設置に必要な面積を対象として、地歴調査、表層調査、詳細調査、深度調査、地下水調査まで実施することを想定し、見積った。

④ 建設管理費

建設管理費については、「7.4.12 各体制」にて調査した体制をもとに、建設業者が土建工事、機電工事、解体工事を実施する際の発電所所有者による現場施工管理費等を見積った。

⑤ 運転管理費

運転管理費については、保安統括者、保安統括者代理者、電気主任技術者、保安係員、保安係員代理者の費用を見積った。

⑥ 保守管理費

保守管理費については、設備保守業者が設備保守を実施する際の保守管理者の費用を見積った。また、定期修繕費用として、「7.4.13 修繕計画」にて調査した修繕計画をもとに設備保守業者による設備修繕費用を見積った。

ただし、緊急時の修繕費用については、見積範囲外とした。

⑦ ユーティリティー費

ユーティリティー費については、「7.4.14(1) ユーティリティー使用量」をもとに電気代、補給水費、排水処理費、薬品費を見積り、「7.4.7 概略基礎配置」にて調査した基礎配置をもとに本設備設置に必要な面積を算出し、土地リース代を見積った。

7.4.16 建設可能業者および市場調査

日本国内においてCO₂液化設備を建設することが可能な主な業者およびその業者による2001年以降の建設実績を表7.4-17に示す。

表 7.4-17 建設可能業者

建設可能業者	所在地	建設実績	至近の建設実績	設備容量
三菱ケミカル株式会社	東京都千代田区丸の内 1-1-1	25 件	2019 年度 2 地点	60 t/日～200 t/日
株式会社日立プラントサービス	東京都豊島区東池袋 3-1-1	7 件	2014 年度 1 地点	16 t/日～470 t/日
コスモエンジニアリング株式会社	東京都品川区東品川 2-5-8	2 件	2014 年度 1 地点	170 t/日
千代田化工建設株式会社	横浜市西区みなとみらい 4-6-2	1 件	2011 年度	350 t/日
岩谷産業株式会社	東京都港区西新橋 3-21-8	1 件	2014 年度	100 t/日

7.4.17 今後の課題

調査の結果、石炭火力発電所に本設備を設置し、CO₂ガスを液化、貯蔵、充填をすることは可能であるが、今後、実現に向けた計画地点の選定を行い、以下の内容について詳細に調査する必要がある。

- 1) 配管、ケーブル等の敷設ルートについては、具体的な計画地点の機器配置を考慮し、敷設ルートを調査。
- 2) 具体的な計画地点で冷却水として利用できる用水を調査し、冷却水に添加する薬品および薬品に応じた排水処理方法について調査。
- 3) ローディングアームは移動式で計画しており、移動に伴い配管の取り外しおよび取り付けを行う場合、都度の取り外しおよび取り付け作業時の法令手続きについて、関係行政に確認。
- 4) 船舶の詳細な仕様が決定した後、充填設備および船積方法について調査す。
- 5) 船舶の必要喫水および具体的な計画地点のバース水深の調査を行い、必要に応じて浚渫工事等の対策が必要となる可能性。

- 6) 具体的な計画地点の地質調査を行い、設備基礎に反映。
- 7) 基礎設置時に掘削する掘削土は、土壤汚染対策法に基づき、全量を汚染土として処理する計画で費用を見積ったが、汚染土の汚染範囲を確定させるために地歴調査、土壤調査を実施。