
CCS（二酸化炭素の回収と貯留）の 現状と展望

2014年8月1日

横山隆壽

目次

0. はじめに.....	3
1. CCS の概要	4
2. 国内外のプロジェクトの現状.....	6
2.1 国外動向	6
2.2 国内動向	10
3. 普及に向けた支援	13
3.1 法規制	13
3.2 経済性	21
3.3 社会的理解・受容性	24
4. まとめ	27
5. 参考文献.....	30

0. はじめに

地球温暖化防止を目的とした「排ガスからの CO₂ 回収技術の開発研究」が国際的に開始されたのは 1990 年代初頭である。1992 年アムステルダムで開催された第 1 回 CO₂ 回収に関する国際会議(The First International Conference on Carbon Dioxide Removal)では、実証あるいは商用規模の様々な CO₂ 回収技術とともに、EOR(原油増進回収)、地中貯留、及び海洋処分などの利用・貯留技術も発表された。しかし、地球の温暖化緩和の枠組みの中で、CO₂ 回収技術と貯留技術とが統合あるいは連携した技術として十分に意識されていたとは必ずしも言えなかった。

その後、1996 年 9 月に北海のノルウェー沖合 Sleipner 鉱区で天然ガスから CO₂ を回収し、地中に圧入する事業が開始されたことを契機に、CCS(CO₂ の回収・貯留)技術は、回収と貯留が統合された地球温暖化対策として現実的な様相を帯び、多くの国でその研究開発が活発になった。CCS に関する 2005 年以後の主要な国際的認識の経緯は以下のようにまとめられる。

- ・ 2005 年 : IPCC WGIII から CCS に関する特別報告書 [1] が刊行され、CCS は地球温暖化緩和策としてその役割が一層明確になった。

2008 年 : G8 (洞爺湖 日本) において、CCS は地球温暖化緩和のための政策課題としても認識され、実証・普及に向けた政治的にハイレベルな合意がなされた。

- ・ 2009 年 : IEA Blue Map シナリオ(2050 年に温室効果ガス濃度を 450ppm に安定化するシナリオ)に基づく CCS のロードマップが報告され、このシナリオでは CCS が全体の約 20% の CO₂ 削減に寄与することが期待された。このロードマップは最近更新されたが、化石燃料及び炭素集約的産業が続く限り CCS は不可欠であると明示されている[2]。

- ・ 2011 年 : UNFCCC(国連気候変動枠組条約)締約国会議においても CCS を CDM(クリーン開発メカニズム)プロジェクトとして実施することの適合性が議論され、COP17(第 17 回会合) (2011 年ダーバンで開催) において CCS を CDM プロジェクトとして実施するための手順書が採択された[3]。

最近の IPCC AR5 WGIII のアセスメント報告書においても、CCS はバイオエネルギーとの組合せも含めて、エネルギー部門、特に火力発電部門及び産業部門からの CO₂ 削減に大きく寄与することが期待されている[4]。

このように、現在、CCS(CO₂ 回収・貯留)は地球温暖化の緩和のためには不可欠な技術であるとの国際的認識はますます高まってきている。

一方、CCS には大きな期待がかけられているものの、この 10 年間に、火力発電部門あるいは産業部門における CCS は実証段階においてすら十分な進捗が得られていないのが実状である。ここでは CCS の現状とその課題について概観する。

1. CCS の概要

CCS が対象とする CO₂ の排出源は、火力発電、鉄鋼業、その他化石燃料燃焼を行う施設、アンモニア製造施設など化学工業、並びに天然ガス精製施設などである。ここでは特に大幅な CO₂ の排出削減が望まれている火力発電所を対象とする。

化石燃料燃焼、主として火力発電の場合、CCS のバリューチェーンの主な要素は回収、輸送、及び貯留 3 つである。

図表 1 CCS のバリューチェーンと技術課題の概略 ([5]より改変)。

プラント上流		発電 + CO ₂ 回収		プラント下流	下流セグメント	
ポスト燃焼		PC/NGCC	CO ₂ 回収	CO ₂ 精製		
酸素燃焼	酸素分離器	酸素燃焼		CO ₂ 精製	昇圧ステーション	輸送
プレ燃焼	酸素分離器	CO ₂ 回収	IGCC	CO ₂ 精製		貯留

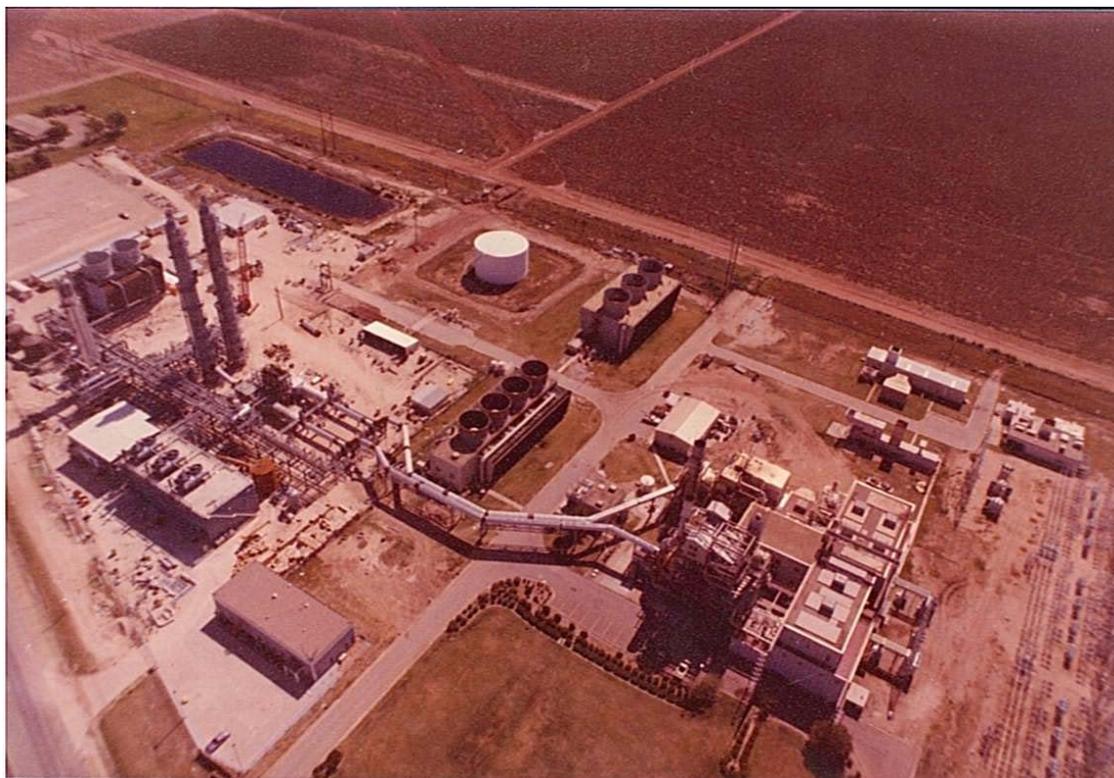
<ul style="list-style-type: none"> ・大規模化(10000 T/d)、ボイラ/ガス化炉への純酸素供給用の空気分離 ・空気分離装置と発電プラントへの組込み 	<ul style="list-style-type: none"> ・ポスト燃焼: 吸収液開発、新設プラント&改修のためのプロセス開発 ・酸素燃焼: 酸素燃焼-ボイラ設計/バーナー設計、酸素混合技術、 ・プレ燃焼: NG改質、ガス化、COシフト、H₂/CO₂分離、GT H₂燃焼技術、サイクル最適化 ・全体: スケールアップ、プロセス統合、最適化 	<ul style="list-style-type: none"> ・CO₂ 純度 - SO_x - NO_x - PM - 水銀 - 水分凝縮 - イネート除去 - 乾燥 - 排水処理 	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧/大容量のCO₂圧縮 ・CO₂圧縮の組込み ・輸送のためのCO₂処理 	<ul style="list-style-type: none"> ・貯留サイトまでの輸送 - パイプライン - 地上/パイプライン - 海中/パイプライン - トラック - 船 ・必要に応じた再圧縮 	<ul style="list-style-type: none"> ・CO₂ 貯留 - 塩水滞水層 - 枯渇油田/ガス田 - 炭層 ・CO₂利用 - EOR - EGR - ECBM ・モニタリング
---	---	--	--	--	---

火力発電所あるいは化石燃料燃焼を起源とする CO₂ の回収は一般に 3 つのアプローチがある。化石燃料燃焼排ガスから CO₂ を回収するポスト燃焼、石炭など化石燃料をガス化転換後に水蒸気改質し、ガス中に生成する CO₂ を回収するプレ燃焼、及び化石燃料を空気の代わりに純酸素及び CO₂ 中で燃焼し、排ガス中の高濃度の CO₂ を回収する酸素燃焼である。ポスト燃焼は、排ガス中の CO₂ の分圧(濃度)やその他共存成分により、化学吸収液や物理吸収液を用いたり、吸着材あるいは分離膜を用いて物理的に分離する方式など、様々な方式がある。化学吸収液、なかでもアミン類を用いた CO₂ は化学工業の分野で長期にわたる実績を持ち、古くから化石燃料燃焼のような酸化性ガスへの大規模な適用実績もある [6]。プレ燃焼の場合には物理吸収液が通常用いられる ([7])。

ポスト燃焼の例をあげる。図表 2 に示すように、Lubbock Power & Light Holly Plant (Lubbock, Texas, US)では EOR に使用する目的で 1980 年代に天然ガス焼き火力発電所 50

MW×2 基の排ガスから 1000t/日の規模で CO₂ の回収が行われた。当時のライセンサーは Dow Chemical 社で Gas/Spec FT-1 プロセス(モノエタノールアミン+添加剤)が用いられた。この回収プラントは石油価格の上昇を見込み 1982 年に運開したが、石油価格の低下とともに経済性が見込めず 1984 年に解体された。

図表 2 CO₂ 回収設備と天然ガス火力発電プラント(Lubbock, Texas 1983 年頃) (著者所蔵)



輸送の方式は、パイプライン、トラック及び船が考えられる。パイプラインは天然ガス輸送の分野では長期の歴史があり、トラック(タンクローリー)による輸送も一般的であるが、現状では船輸送の例はなく、液化天然ガス輸送船に類似した船の設計が必要である。

貯留は、CO₂ を海底下または陸上の地下深く適切な地質構造の部位に圧入し、貯蔵する。現在世界には 4 つの大きな商業規模の貯留/EOR プロジェクトがある。 Sleipner (North Sea)、Snøhvit (Barents Sea)、In-Salah (Algeria)及び Weyburn (Canada)のプロジェクトである。

一般に貯留サイトは帯水層、枯渇油田・ガス田、及び未利用の炭層などが考えられている。一方単なる貯留だけではなく EOR(石油の第三次回収)や EGR(ガスの第三次回収)に利用する方式も考えられている。最近では、貯留だけでなく、回収 CO₂ の様々な工業的利用を含め、CCS を拡張して CCUS(Carbon Dioxide Utilization and Storage)という言葉がよく使われている。

2. 国内外のプロジェクトの現状

2.1 国外動向

2.1.1 活動段階のプロジェクト

GCCSI(グローバル CCS 研究所)は毎年 CCS の開発・普及動向に関する報告書を刊行し、web 上でも多くの情報を提供している[8]。最近のデータでは、世界全体で計画段階も含めて 59 件の大規模な統合 CCS プロジェクト(LSIPs)が報告されている。LSIPs とは、GCCSI の定義によれば、CO₂ の回収、輸送及び貯留を含み、CO₂ 排出量が少なくとも年間 8000 万トンの石炭火力発電プラントまたは CO₂ 排出量が少なくとも年間 4000 万トンの天然ガス発電プラントを含む産業の高排出施設を意味する。59 件のプロジェクトは、地域別にみると、北米 26 件(米国 19 件、カナダ 7 件)、中国 13 件、欧州 10 件、及びその他 10 件であり、プロジェクトの件数は欧州以外で増加傾向にある。

GCCSI の定義では、「活動段階」とは投資に関する意思決定がなされた後の建設(execute)、操業及び閉鎖段階のいずれかの段階にあるプロジェクトであり、投資決定がなされる以前の計画段階のプロジェクトは含まない[9]。

活動段階にある大規模な統合 CCS プロジェクトは 59 件のうち 21 件であり、これを図表 3 に示す。そのうち 12 件のプロジェクトが操業段階にある。

図表 3 活動段階の大規模統合 CCS プロジェクト(GCCSI web サイトデータより作成)

実施段階	地域	名称	回収方式	輸送方式	貯留方式
操業段階	米国	Air Products Steam Methane Reformer EOR Project	ガス化	パイプライン	EOR
		Century Plant	天然ガス精製	パイプライン	EOR
		Coffeyville Gasification Plant	工業的分離	パイプライン	EOR
		Enid Fertilizer CO2-EOR Project	工業的分離	パイプライン	EOR
		Lost Cabin Gas Plant	天然ガス精製	パイプライン	EOR
		Val Verde Natural Gas Plants	天然ガス精製	パイプライン	EOR
		Shute Creek Gas Processing Facility	天然ガス精製	パイプライン	EOR
	欧州	Sleipner CO2 Injection	天然ガス精製	輸送せず。直接注入	海底下塩水層
		Snohvit CO2 Injection	天然ガス精製	パイプライン	海底下塩水層
	カナダ	Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale Project	ガス化	パイプライン	EOR
	アフリカ	In Salah CO2 Storage	天然ガス精製	パイプライン	陸上塩水層
南米	Petrobras Lula Oil Field CCS Project	天然ガス精製	輸送せず。直接注入	EOR	
建設段階	米国	Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project	工業的分離	パイプライン	陸上塩水層
		Kemper County IGCC Project	ガス化(発電)	パイプライン	EOR
	豪州	Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	天然ガス精製	パイプライン	陸上塩水層
	カナダ	Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream	工業的分離	パイプライン	EOR
		Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO2 Stream	ガス化	パイプライン	EOR
		Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project	ポスト燃焼(発電)	パイプライン	EOR
		Quest	ガス化	パイプライン	陸上塩水層
	中東	ESI CCS Project	工業的分離	パイプライン	EOR
		Uthmaniyah CO2 EOR Demonstration Project	天然ガス精製	パイプライン	EOR

現在、活動段階のプロジェクトについて、貯留方式をみると、そのうち、15 件は回収される CO2 が EOR に用いられ、6 件が塩水層への貯留であり、このことから現状では CCS プロジェクトの主なドライバーは EOR であることがわかる。CO2 回収の対象施設は天然ガス精製施設が 10 件、産業排出源からの CO2 回収が 9 件であるが、火力発電所プラントの排ガスから CO2 を回収するプロジェクトは少なく 2 件(カナダの Boundary Dam プロジェクト；米国の Kemper County プロジェクト)に過ぎない。

この 2 つのプロジェクトは、間もなく運開が期待されている。Boundary Dam プロジェクトは元の出力が 139MW(発電端)の発電プラント(褐炭燃焼、排ガス中 CO2 濃度は約 12%)であるが、発電出力 110MW(発電端)+CCS に改修し、年間約 100 万トンの CO2 を回収する。29MW の発電出力低下は、アミンによる SO2 吸収、CO2 回収、CO2 圧縮、及び補器

類でのエネルギー消費による[10]。回収した CO₂ の大部分は Weyburn の油田地区に 100km パイプライン輸送し、EOR に用いられる。残りの CO₂ は Williston Basin の塩水層へ貯留する[11]。

もうひとつの Kemper County プロジェクト(ミシシッピ州)は 582MW(発電出力)の IGCC(石炭ガス化複合発電)(褐炭)からの CO₂ 回収である。IGCC の構成はガス化炉 2 基、燃焼タービン 2 基、及び蒸気タービン 1 基である。プレ燃焼の CO₂ 回収であり、ガス中の約 67%の CO₂ をセレクトソールプロセスで年間 300 万トン回収し、EOR に用いる。ガス化炉の試運転は 2014 年 6 月に予定されている[12]。

2.1.2 欧州のプロジェクト

欧州のプロジェクトは Sleipner (North Sea)プロジェクトと Snøhvit (Barents Sea)プロジェクトであるが、これらは天然ガス精製プロセスからの CO₂ 回収であり、かなり早い時期から操業している。

EU は 2007 年に CCS に関する EU Flagship Programme が立ち上げた。この目的は 2015 年までに 10-12 件の CCS 実証プラントを EU 大で稼働し、2020 年までにすべての新設の化石燃料燃焼発電所において商業的な CCS 商業的を可能にすることであった[13]。しかし、実証プロジェクトは一進一退を繰り返し、当初、想定された 12 のフラグシッププロジェクトほとんど進まず、ほぼ 10 年の遅れにフラストレーションが募っている。

今年 2014 年 1 月 14 日には、欧州議会は、CCS 実施に関する報告書[14]を可決(524:141; 棄権 25)し、法的拘束性はないものの欧州全体として CCS を促進する方向性を打ち出した。主要点は、資金援助及び法的整備である。

現在欧州では現在 8 件の CCS プロジェクトが計画されているが、そのうち 4 件が計画の最終段階(投資決定前段階)にあり、図表 4 に示すようにすべてが火力発電所に関するプロジェクトとなっている[15]。

図表 4 欧州で計画段階(投資決定前の実施段階に)にある火力発電に関する CCS プロジェクト(欧州)(GCCSI web サイトデータより作成)

名称	国	回収方式	輸送方式	貯留方式	貯留量
Don Valley Power Project South Yorkshire generating 650 MW (net)	英国	プレ燃焼 (ガス化)	パイプライン	海底下塩水層	490 万トン/年
Peterhead Gas CCS Project retrofit a 385 MWe slipstream at its Peterhead Power Station in Scotland	英国	ポスト燃焼	パイプライン	海底下枯渇油田/ガス田	100 万トン/年
Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD) new E.ON Maasvlakte Power Plant 3 (MPP3), a 1070 MW (gross) coal- and biomass-based power plant.	オランダ	ポスト燃焼	パイプライン	海底下枯渇油田/ガス田	110 万トン/年
White Rose CCS Project (formerly UK Oxy CCS Demonstration) New 426 MWe super-critical coal-based power plant	英国	酸素燃焼	パイプライン	海底下枯渇油田/ガス田	200 万トン/年

4 件のうち 3 件は英国のプロジェクトであり、燃料の種類及び発電方式が IGCC(Don Valley Power Project)、天然ガス燃焼(Peterhead Gas CCS Project)、及び石炭ベースの酸素燃焼(White Rose CCS Project)と異なっている。実施に向けての最終的な投資決定は 3 件のプロジェクトとも 2015 年に行われる予定である。

この 3 件のプロジェクトは、現在、Yorkshire & Humber 地域で進められている Yorkshire & Humber CCS クラスタプロジェクトの一環でもある。これは、その地域の発電所及び産業プラントから排出される CO₂ を回収し、共有する陸上・海底パイプラインにより北海へ輸送して貯留するプロジェクトである。パイプラインは年間 1700 万トンの CO₂ の輸送が可能とされている。パイプラインの共有によりインフラリスクが低減されコスト減少が見込まれる。

ROAD プロジェクト(Rotterdam Opslag and Afvang Demonstratie project(オランダ語で、ロッテルダム回収・貯留プロジェクト)は、新設の 1,100 MWe 級石炭火力発電所(Maasvlakte Power Plant 3 号機)から年間 110 万トンの CO₂(250 MWe 相当)をロッテルダム周辺の産業地区から回収・貯留する大規模実証プロジェクトである。2015 年に回収プラントが運開、地上 5km 及び海中 20km のパイプラインにより、北海枯渇ガス田(海底下 3500m)に貯留(P18 地区)が予定されていた。しかし、2012 年以来、最終的な投資決定が懸案になっている。エンジニアリング、事業許可及び契約は良好だが、資金が問題であり、ライフサイクルでの見地から、利益がなく著しい損失が嵩むことが見込まれるためである。

多くの EU 圏内のプロジェクト(EEPR プロジェクト、NER300 プロジェクト)が実証プロジェクトの最終投資決定(FID)に至る前で挫折しており、ROAD には、まだチャンスはあるが、先に進められる期待は薄いとの見込みである。[16]

2.2 国内動向

わが国では地球温暖化緩和を目的とした CO2 回収技術の開発は比較的古い歴史を持つ。わが国の電気事業は CO2 回収技術の技術・経済性を評価するのに必要なデータを得るために 1994 年から 1999 年にかけて、「CO2 回収技術・電力共同研究会」を設置し、パイロットプラントを中心とし、基礎研究も含めて、自主的に共同研究活動を行った[17][18]。数多くのデータの蓄積がなされ、エネルギー所要量をはじめとする CO2 回収技術の性能の評価がなされ、化学吸収法あるいは物理吸着法によって火力発電所の排ガスから 90%以上の回収効率で CO2 を回収できるが、多大なエネルギーを消費する結果、大幅な発電出力低下を引き起こすことが確認され、1999 年に終了した。

現在、わが国の CCS 推進の主なドライバーは国の政策であり、CCS の実用化に向けて早期に大規模実験を実施する方針が確認されている(「Cool Earth・エネルギー革新技術計画」(平成 20 年 3 月経済産業省)、「エネルギー基本計画」(平成 22 年 6 月閣議決定)、「地球温暖化対策基本法案」(平成 22 年 10 月 8 日閣議決定)、「エネルギー基本計画」(平成 26 年 6 月閣議決定))。地球温暖化対策基本法案においては、CCS は地球温暖化緩和のためのキーテクノロジーとして位置づけられている(第 19 条)。また、平成 22 年 6 月のエネルギー基本計画では、CCS (CO2 回収・貯留) のような地球環境と調和した石炭利用技術の確立や今後計画される石炭火力の新增設の際の CCS Ready の導入の検討が明示されている(第 2 節 2.,3.)。これらの事項は、平成 26 年 6 月の「エネルギー基本計画」においても引継がれ、「2020 年頃の二酸化炭素回収貯留 (CCS) 技術の実用化を目指した研究開発や、CCS の商用化の目途等も考慮しつつできるだけ早期の CCS Ready 導入に向けた検討を行うなど、環境負荷の一層の低減に配慮した石炭火力発電の導入を進める。」と CCS 技術の将来的方向性が示されている。(第 3 章 第 5 節 1.)

図表 4 に現在、わが国で進められている主な CCS プロジェクトを示す。

図表 4 国内のパイロットプロジェクトの例(CO2 回収に関するプロジェクト)

実施主体	プロジェクト名	内容
三菱重工/関西電力 [19]	関西電力南港火力発電所(天然ガス焚き)のパイロットプラント試験 (CO2 回収量 2t/day)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1990 年から発電所等排ガスからの CO2 分離回収技術の研究開発(KM CDR Process® の開発)を開始 ・ MEA 吸収液より回収エネルギーの少ない「KS-1」を開発

<p>RITE/新日鉄/新日鉄エンジニアリング/三菱重工/関西電力 [20]</p>	<p>低品位廃熱を利用する二酸化炭素分離回収技術開発」 (COCS(Cost-Saving CO2 Capture System) (経済産業省委託事業)</p>	<p>(2004-2008) ・製鉄所における低品位排熱を利用した CO2 分離回収システム開発 (プロセス評価用小型試験機設置, 1 トン CO2/日 回収) ・高性能新化学吸収液開発</p>
<p>新日鉄住金/JFE スティール/神戸製鋼所/日新製鋼/新日鉄住金エンジニアリング[21]</p>	<p>環境調和型製鉄プロセス技術開発 (COURS50(CO2 Ultimate Reduction in Steelmaking process by innovative technology for cool Earth50) (NEDO)</p>	<p>・鉄鋼石の水素還元技術開発 ・高炉ガスからの CO2 回収技術開発 ・2008～2012 年 (Phase1/step1)</p>
<p>東芝 [22]</p>	<p>シグマパワー有明三川発電所(石炭焚き)にパイロットプラントを建設 (CO2 回収量 10t/day、吸収液 TS-1)</p>	<p>パイロットプラントで自社開発のアミン系吸収液の性能評価、長期信頼性、商用機に向けた課題抽出と対策等。 2015～2020 年に商用機の計画・実証を予定</p>
<p>電源開発/日立[23]</p>	<p>ゼロエミッション石炭火力技術開発プロジェクトの一環として実施 ・「CCS を含めたゼロエミッション型の石炭ガス化発電技術の実施可能性検討」 CO2 分離回収パイロットプラントの原料ガス処理量は 1,000 m3N/h、CO2 回収量は約 24 t/日(NEDO との共同事業)</p>	<p>・多目的石炭ガス製造技術開発(2007 ～ 2009 年度)(化学吸収法による CO2 回収) ・革新的 CO2 回収型石炭ガス化技術開発(2010 ～ 2013 年度)(物理吸収法による CO2 回収)</p>
<p>大崎クールジェン(電源開発/中国電力)[24]</p>	<p>大崎クールジェンプロジェクト(出力規模 170MW 級の実証プラント) 「石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業」(経済産業省の補助事業)</p>	<p>・「酸素吹き石炭ガス化技術」の大型実証試験を実施中 ・第 1 段階: 酸素吹 IGCC 実証 ・第 2 段階: CO2 分離回収型 IGCC 実証 ・第 3 段階: CO2 分離回収型 IGFC 実証 ・2012 年開始、2028 年実証試験運転開始予定</p>

RITE[25]	CO2 地中貯留プロジェクト 新潟県長岡市岩野原	2004 年 CO2 挙動の科学的理解 貯留層の選択肢拡大
日本 CCS 調査(株)[26]	苫小牧沖における海底下貯留の 大規模実証試験	製油所水素製造装置からの CO2 回収/圧入/貯留。 CO2 年間圧入量 10 トン以上

一方、国内企業が外国の CCS プロジェクトに参加しているケースもある。電源開発、IHI や三井物産は、豪州のクイーンズランド州において CS Energy が実施する石炭火力発電所のリプレース(30MW)に伴う酸素燃焼による CCS の実証プロジェクト (Callide A 酸素燃焼プロジェクト) に参加している[27]。このプロジェクトは日本政府からの資金援助がなされている。

三菱重工業は、米国電力会社 サザンカンパニー (Southern Company) と共同で石炭火力発電所排ガスからの CO2 回収・貯留実証試験を 2011 年 6 月～2013 年 12 月まで実施した。バリー (Barry) 火力発電所(アラバマ州)に CO2 を分離・回収・圧入する実証プラントを建設、500 トン/日規模の CO2 回収を実施しました。CO2 回収能力は 15 万トン/年で、CO2 回収率は 90%超であった。[28]

わが国では地中貯留に関するプロジェクトは回収プロジェクトよりもはるかに少ない。RITE は多量の CO2 を地中に長期的に安定かつ安全に貯留する技術の開発を目的に「二酸化炭素地中貯留技術研究開発(経済産業省補助事業)」を実施した。このプロジェクトでは 2003 年 7 月から 2005 年 1 月にかけて新潟県長岡市岩野原サイトで、深さ約 1100m の帯水層に約 10,400 トンの CO2 を圧入した [29]。

また、2008 年～2013 年にかけて日本 CCS 調査(株)は、経産省委託事業として、CCS 大規模実証試験の実施に向けた国内候補地点の調査を実施した。調査地点は、北海道苫小牧沖、福島県勿来・いわき沖、福岡県北九州であったが、現在、「平成 24 年度二酸化炭素削減技術実証試験事業」(経済産業省委託)により、苫小牧沖における海底下貯留の大規模実証試験が計画策定されている。[30]。この実証試験では、商業運転中の製油所の水素製造装置から CO2 を分離・回収し、年間 15～25 万トン程度 (排出源の操業状況等による) を貯留層に圧入することを実施し、設計から廃坑まで 9 年程度の計画としており、2020 年までに実証試験を終了するものとしている。貯留層や海洋系のモニタリングも含める。これはわが国では最初の工業排出源からの CO2 回収から貯留までの全体を含むプロジェクトである。

3. 普及に向けた支援

CCS は CO2 の排出削減のために不可欠な技術であると国際的に認知されているにもかかわらず、その普及は進んでいない。技術が成熟できるような現実的プロジェクトがなかなか実施されず、普及へ確実な道筋が見えてこないのが現状である。

技術の普及には、技術が成熟し、堅固であることはもちろんであるが、技術を支える法規制(CCS の満たすべき法的要件)の整備、経済性(商業化、低コスト、高コスト効果)、社会的理解あるいは受容性が重要である。以下では主要国の技術普及のための要因を取り上げてみる。

3.1 法規制

カナダ、英国、EU 及び米国などいくつかの国で CCS の普及に向けた法整備が行われている。わが国を含め図表 5 にしめす概括する。

図表 5 各国の CCS に関する法整備の概要

EU	UK	US	カナダ	日本
<ul style="list-style-type: none"> Directive on the geological storage of carbon dioxide (2009) 	<ul style="list-style-type: none"> Energy Act 2008 Electricity Act Overarching National Policy Statement (EN-1) National Policy Statement for Fossil Fuel Electricity Generation Infrastructure (EN-2) Electricity Market Reform 	<ul style="list-style-type: none"> Proposed New Source Performance Standards For Coal Fired EGUs (CAA) Underground Injection Control (UIC) Class VI Program for Carbon Dioxide (CO2) Geologic Sequestration (GS) Wells (SDWA) Hazardous Waste Management System: Conditional Exclusion for Carbon Dioxide (CO2) Streams in Geologic Sequestration Activities (RCRA) 	<ul style="list-style-type: none"> (連邦) Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations (CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT) (Alberta 州) The Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, Carbon Sequestration Tenure Regulation 	<ul style="list-style-type: none"> 海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律

こうした法規制(あるいは政策)は概して4つに分類できる。将来の新設あるいは既設の化石燃料燃焼プラントの操業による“カーボンロックイン”を回避あるいは排出抑制するための「CCS Ready」、CO₂の排出を直接的に抑制するCO₂の排出基準の設定、CCSの安全・環境に優しい実施、及びその他である。その他には、CCSに対する財政支援を定めたEU DIRECTIVE 2009/29/EC(共同体の排出枠取引を改善及び拡大するための改正指令)や英国の電力市場改革(EMR)における差益決済方式(CfD)などがあげられる。

3.1.1 EUの法整備

EUは2009年4月に世界に先駆け、CO₂を地下貯留するための法的枠組みとしてCCS指令[31]を定めた。

これはCO₂の貯留サイトの探査及び貯留実施の許可に関する法的規定を定めたものであり、安全かつ環境に健全な貯留を行うことを目的としている。この指令には貯留サイトの選定(第4条)、事前探査許可(第5条)、貯留許可(第4条)、操業、閉鎖及び閉鎖後の義務(第4章)、法的責任の国への移管(第4章)、及びその他一般事項(第6章)が規定されている。これは2009年6月25日に発効した。

特に重要な「操業、閉鎖及び閉鎖後の義務」は、以下の内容を含む。

- ・ CO₂ ストリームの許容基準
- ・ 測定、モニタリング及び検証(MMV)
- ・ 事業者による報告
- ・ 当局の査察
- ・ 漏洩の場合のリスクアセスと測定
- ・ 最終的な閉鎖、責任及び責任以上に関する規定
- ・ 財源保障と財源メカニズム
- ・ ネットワーク及び貯留サイトへのアクセスを含む第三者のアクセス及び紛争処理
- ・ 国境を越えた協力
- ・ 罰則

また、このCCS指令を実施するために、2001年に以下に示す4種類のガイダンスが作成されている。

- I. CO₂の地下貯留実施のライフサイクル全般に関するリスク管理
- II. 貯留サイトの選択、CO₂ストリームの組成、モニタリングと(漏洩や不正行為の)是正措置に関するガイダンス
- III. 責任委譲 (CCS指令第18条関連)
- IV. 資金の確保(第19条関連)と資金の委譲(第20条関連)

このCCS指令のもう一つ重要な点は、メンバー国はすべての燃焼プラントに関してCCS

ready であるかどうかを決定しなくてはならないことである。すなわち、発電出力 300MW 以上のすべての燃焼プラントの事業者で、CO₂ の地下貯留に関する EU 指令発効後に最初の建設許可、もしくは、その手続きを行っていない場合は、最初の操業許可が与えられる事業者は、以下の 3 つの条件を満足するかどうかに関するアセスを行っていることをメンバー国が確認することが義務づけられている (Article 33 Amendment of Directive 2001/80/EC (大規模燃焼プラント指令))。この 3 条件が大規模燃焼プラントから大気排出される特定の汚染物質の排出基準に関する EU 指令 2001/80/EC の第 9 条(排ガス対策に関する条項)に挿入された。

—適切な貯留サイトの可能性,

—輸送施設の技術的かつ経済的可能性

—CO₂ 回収を行うための改修の技術的かつ経済的可能性

この 3 つの条件のアセスが行われている場合には、当局は CO₂ 回収及び圧縮に必要な設備を設置するのに適切なスペースがあることを確かめる義務があり、前述の条件に関するアセスメント及び他の入手可能な情報、特に環境及び人の健康保護に関する情報に基づき条件が満たされているかどうかを決定する。すなわち、これらが可能と評価された場合には、事業者は将来的に CO₂ の回収や貯留機能の追設とそのスペースの確保がなされているとされ、CCS Ready (あるいは Carbon Capture Ready) と呼ばれている。

また 2003 年に、EU 指令 2003/87/EC(排出枠取引スキーム)を導入し、効果ガスを費用効果が良く経済的に効率が良く削減するために、温室効果ガスの排出枠取引のための法的枠組みを構築した[32]。これには CCS に関する事項は含まれていなかったが、これを改正した 2009 年の EU 指令 2009/29/EC では、EU 指令 2009/31/EC(CCS 及び関連指令の改正指令)の下で許可された CCS に関して温室効果ガス削減技術としての役割と重要性が認識された[33]

この EU 指令 2009/29/EC の下では、メンバー国は排出枠取引で得られる収益の少なくとも 50%を、「the environmentally safe capture and geological storage of CO₂, in particular from solid fossil fuel power stations and a range of industrial sectors and subsectors, including in third countries (仮訳: 特に、固体化石燃料発電所並びに広範囲の産業セクター及びサブセクターで、第三国におけるものを含め、これらからの CO₂ の安全な回収及び貯留」を含む一連の指定する活動に充てることが規定されている。(Article 11 inserting a new Article 10(3)(e))。この条項は EU における CCS への資金を支援するメカニズムを提供するものである。

さらに、この EU 指令は、全排出枠の 5%を“新規参入者 New Entrants”のために蓄えて(New Entrants Reserve(NER))おくことを要求し (Article 12, inserting a new Article 10 a 7)、この蓄えから 2015 年 10 月 31 日間まで 3 億トン相当の EU 排出枠を取り置き、これをファンドに換えメンバー国に配分して、革新的再生可能エネルギー技術とともに、12 の CCS のプロジェクトの支援を行うこととした(Article 12, inserting a new Article 10a 8)。

2010 年 11 月には欧州委員会はこの条項の下で CCS 実証プロジェクトを資金支援するための「基準と方法」を採択した(NER 300 Decision)。

2012年12月に行われた第1回のNER300には再生可能エネルギーに関する23件のプロジェクト(総額12ユーロ)の応募があったが、CCSプロジェクトはなかった。第2回のNER300(締切7月3日)では合計32件のプロジェクトの応募があり、そのうち、CCSに関するプロジェクトは1件(英国提案)のみであった[34]。

3.1.2 英国の法整備

英国はEUのメンバー国であるのでEUのCCS指令が国内的に整備されることになっている。その一方、英国は独自の法整備を進めているので次に示す。

英国においては、EUのCCS指令はエネルギー法(Energy Act 2008)を通して実施され、CO₂の海底下貯留に関する法的枠組みが作られた(Energy Act 2008 第3章 CO₂ Capture and Storage)。さらに、電力法(Electricity Act)の発電所建設及び操業のための要件(第36条 Consent required for construction etc. of generating stations)に基づき、新設の化石燃料燃焼プラント建設及び操業の要件としてCCR(Carbon Capture Ready)の導入が決定された。その具体的要求事項はガイダンスとして発表されている[35]。

2011年6月には、300MW以上及びEUの2001/80/EC指令(大規模燃焼プラント指令)でカバーされるすべての化石燃焼プラントはCCR(Carbon Capture Readiness 必要時にCO₂回収設備の追設が可能な設計になっている)であることを実証すべきことが合意され[36]、300MW以上の新設化石燃焼プラントはCCRの設置が必要であり、かつ新設石炭燃焼火力プラントには提案されている発電出力の少なくとも300MW相当のフルチェーンのCCSを設置することになった。[37]。

また、DECC(エネルギー・気候変動省)は2011年にEMR(電力市場再編 Electricity Market Reform)白書(July 2011)を刊行した。この目的は、①電源多様化(再生可能エネルギー、原子力、CCS付発電プラントなどを含む)による電力の安定供給確保、持続可能な低炭素排出技術への十分な投資の確保(EU2020の再生可能エネルギー目標との調和及び英国において2050年までに少なくともCO₂排出の80%削減(1990年比))、並びに経済全体・納税者・消費者へのコスト最小・利益最大化である。特記すべきメカニズムとして差益決済方式(CfD Contract for Difference)がある。CfDは電力の市場価格と低炭素技術への長期的投資に必要とされる電力価格との差(strike price)を支払うメカニズムである。例えば、発電事業者が電気を売った場合、その市場価格が投資を埋めるのに必要な価格より低い場合、CfDは差額分を補填する。一方、市場価格がその逆の場合には発電事業者が差額分を支払う。CfDは電力価格を安定にし、低炭素技術への投資を促すメカニズムである。

一方、同年に、政府は新設化石燃焼プラントからの年間のCO₂排出量に関して排出基準(EPS Emission Performance Standard)を設定し、CO₂の排出規制を行うことをすることを明示した[38]。これは発電出力50MW以上の新設化石燃料燃焼発電所に対して、ベースロードで操業時のCO₂排出量を450g/kWhとするものである。この排出基準は「Energy Act 2010」のもとに置ける脱炭素化に関する3年ごとの報告書で見直しを受ける。

また、2012年にDECCは2020年までの英国のCCS普及を目指すロードマップとアクションプランを作成し、10億ポンドの補助金を付けた“CCS Commercialisation

Programme” を実施中である。

3.1.3 米国の法整備

2010年2月にオバマ大統領は USDOE 及び EPA を共同議長とし、14の省及び連邦機関から成る“Interagency Task Force on Carbon Capture and Storage” 設立した。この目的は10年以内に CCS の広範囲なコスト効果の高い普及の障害を克服し、目標として2016年までに5～10の一連の商業的実証プロジェクトを実施することである。この Task Force は2010年10月に報告書を発表している [39]。内容として、一般的 CCS の現状、米国の CCS の現状、CCS 開発の障害、障害克服プランの提案(技術開発支援、明確な法規制と支援、パブリックアウトリーチ)などを含む。広範囲なコスト効果の高い CCS が普及するには経済的に競争力のある価格での商業化と CCS 支援のための国の政策的枠組みが必要であると結論している。

まず、USEPA(米国環境保護庁)はCO₂の地下貯留に関する法規制の整備を行った。SDWA(安全飲料水法)のUIC(地下注入プログラム)における新たなクラスの井戸(第VI類井戸)の規定である[40]。この規定はCO₂を地下注し長期貯留を行うに際して、井戸のサイト、建設、試験、モニター、資金及び閉鎖が適切に確保されることを要求するものである。

さらに、USEPA は、CO₂ の貯留を促進するため、RCRA(資源保全及び回収法)を見直し、CO₂ を条件付きで有害物質規定から除外することを規定した[41]。

こうして CO₂ の貯留に関する法整備を行う一方で、USEPA は大気浄化法の下で新設の火力発電所の立地を制限する規制の提案も行なっている。2012年に USEPA は新設の化石燃料燃焼火力発電所から排出される CO₂ の排出基準を設定する規制を提案した。この規制の下では、25 MW を越える新設火力発電所(化石燃料燃焼ボイラー、ガス化複合発電(IGCC)、固定複合発電サイクル)はすべて発電出力ベース CO₂ の排出基準 1000(ポンド CO₂/MWh(送電端))を満たす事が要求された[42]。その後、2013年9月20日に、それまでに寄せられた250万のコメントを勘案した新たな CO₂ の排出基準が再提案された[43]。前提案と異なる点は、ガスタービン式天然ガス火力発電所と部分 CCS(CO₂ 回収・貯留)を実施する新効率的石炭利用の性能に基づくボイラー式火力発電所及び IGCC 火力発電所とで異なる CO₂ 排出基準が設定されたことである。

ガスタービン式火力発電所の場合、規模に応じて CO₂ の排出基準は 1,000 (lb CO₂/MWh(送電端)) (>850 mmBtu/hr)及び 1,100 lb CO₂/MWh(送電端) (≤850 mmBtu/hr)となる。一方、石炭火力の場合には、遵守のための期間による選択枝により2通りの規制がなされる。1,100 lb CO₂/MWh(送電端) (稼働期間12カ月)、もしくは 1,000-1,050 lb CO₂/MWh(送電端) (稼働期間84カ月又は7年)である。新設火力発電所の排出基準は順調に進めば2015年1月に最終規制となる予定である。なお、2012年に提案された規制は2014年1月8日に廃止された[44]。

提案されている CO₂ の排出基準に関しては問題も提起されている。

“排出基準” は、大気浄化法第111条(a)(1)で以下のように定義されている。

“The term “standard of performance” means a standard for emissions of air pollutants which reflects the degree of emission limitation achievable through the application of the best system of emission reduction which (taking into account the cost of achieving such reduction and any nonair quality health and environmental impact and energy requirements) the Administrator determines has been adequately demonstrated.”

重要な点は、排出基準が「達成し得る」水準であること及び「最善の排出削減システム (BSER the best system of emission reduction) 」に基づいて設定されていることである。特に、この規制の場合には、将来設置が要求される CCS を BSER とみなすことが適切であるかは大きな規制の設定の根幹にかかわる問題である。

この点について USEPA は部分的、CCS(原文中では partial CCS)は下記に示すように BSER であるとしている。

“In this section we explain our rationale for emission standards for new fossil fuel-fired boiler and IGCC EGUs, which are based on our proposal that efficient generating technology implementing partial CCS is the BSER adequately demonstrated for those sources.” [43 追加 (VII. Rationale for Emission Standards for New Fossil Fuel-Fired Boilers and IGCCs) page1478-68]

一方、CCS の技術現況から見て、CCS を石炭火力プラント及び IGCC プラントに適用しうる BSER(Best System for Emission Reduction)とすることが不適切との見方も多くあるようである [45]

CCS の現状では、世界で 2 つの商業規模の実証プロジェクト(Kemper County IGCC プラント, Southern Company, 米国 ; Boundary Dam, Sask Power, Canada)が実施されようとしているが、まだ、成果は出ておらず、そのため、実証がなされていない技術に基づく USEPA の排出基準は十分な法的根拠を欠くのではないかとの問題が提起されている。

これについて USEPA は、部分的 CCS は“BSER として十分に実証されている”との見解をとっている。USEPA は CCS のコア技術は、CO₂ 回収技術、圧縮及び輸送、並びに CO₂ 注入であるが、個々の技術は十分に商用化されており、必ずしも、統合された形で実証されている必要はなく、以下に示すように技術的に可能であるとしている[46]。

“The EPA proposes to find that partial CCS is feasible because each step in the process has been demonstrated to be feasible through an extensive literature record, fossil fuel-fired industrial plants currently in commercial operation and pilot-scale fossil fuel-fired EGUs currently in operation, and the progress towards completion of construction of fossil fuel-fired EGUs implementing CCS at commercial scale.”

この報告書の中で USEPA は技術の可能性の検討を行った実証プラントに関する事例も上げている。ポスト燃焼の CO₂ 回収については、AES Warrior Run (Cumberland, MD)、shady Point (Panama, OK)、Searles Valley Minerals soda ash plant (Trona, CA)であり、プレ燃焼では Kemper Country Energy Center、Texas Clean Energy Project 及び Hydrogen Energy California projects を検討したことが明示されている。なお USEPA は

コストについては DOE/NETL”Costs and performance”報告書[47]によったとしている。

新設火力発電所の排出基準を提案する一方、既設の火力発電所からのCO₂排出規制は懸案となっていたが、最近、USEPAから既設の火力発電所に関しては各州が温室効果ガス削減のために取り組む計画策定のためのガイドラインが提案された[48]。これはClean Power Planと呼ばれ、各州が二酸化炭素排出削減に向けて最善の費用効果をもたらす策を柔軟性に許容する枠組みを提供する。すべての州は2016年6月30日までに温室効果ガス削減計画を提出し、まず2020年に向けて削減を進め、2030年までに、目標を達成することが要求される。各州は個々の目標達成のための計画を策定するが、USEPAは特に方策を規定していない。これにより、発電部門から排出されるCO₂は2030年に30%(2005年比)削減されることが期待されている。

3.1.4 カナダの法整備

カナダでは連邦政府及び州政府において CCS に関わる法規制の枠組の構築が進められている。カナダではすでに連邦大で化石燃料燃焼火力発電所から排出される CO₂ の排出基準が設定されている[49]。

これにより新設及び既設の古い化石燃料(バイオマス以外の燃料)を燃焼するユニットは発電電力量あたりの CO₂ 排出量が 420 トン/GWh を超えてはならない(第 3 条)。この規制は 2015 年 7 月 1 日から発効する。既設の古いユニットは別途規制委の中で定義されている。脱硫装置を設置している場合は、脱硫剤に起源する CO₂ 排出量もユニットからの排出量に含める。石炭あるいは石油コークスを燃料とするガス化発電システムもこの排出基準を遵守しなくてはならない。

CCS は所定の要件を満たせば、一定期間暫定的に例外措置を設ける(第 3 条、第 9 条)。これは内容が若干異なるものの、欧州の CCS ready と類似している。例外措置として 2024 年 12 月 31 日まで CO₂ 排出基準の適応の延長が許容される。ただし、以下の要求事項を提出し、根拠を示さねばならない

- ・2020 年 1 月 1 日までにフロントエンドエンジニアリング及びデザインスタディ(規制の中で定義)を完了のこと
 - ・2021 年 1 月 1 日までに CCS システムの回収要素のすべての主要な機器類を購入すること
 - ・2022 年 1 月 1 日までに CCS システムの回収要素の規制に関する許諾を得るのに必要な手続きを行うこと
 - ・2022 年 1 月 1 日までに CO₂ の輸送及び貯留に関する契約を適切に行うこと
 - ・2024 年 1 月 1 日までに CO₂ の回収、輸送及び貯留を含む CCS システムを運開すること
- また、既設の古いユニット(7 年以内にユニット寿命 50 年達しない)に CCS システムを設置する場合は、排出基準の適用が 24 ヶ月除外される(第 14 条)。

連邦レベルだけでなく、カナダの各州レベルにおいても CCS に関わる規制の整備が進められている。特に Alberta 州では CCS の規制に関する活動が活発であり、「The Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, 2010」を定めている。主要な事項として、

細孔の所有権、長期責任、閉鎖後の管理ファンド及び細孔有権合意を含む。「Carbon Sequestration Tenure Regulation (2011)」も成立している。2011年には Alberta 州政府は「CCS Regulatory Framework Assessment (RFA)」を実施し、CCS プロジェクトに適用する技術、環境、安全、モニタリング及び閉鎖の要件を検討し、主として法的側面に関する現状の課題/ギャップを明らかにし、提案を結果としてまとめた。

CCS の法規制については、課題も多くあるが、Albeta 州では 2013 年 8 月に CCS の法的枠組みに関するアセスメント報告書を刊行している[50]。

法的枠組みに関する課題として取り上げられた項目は、以下のものである。

- ・申請、許可及び法的枠組み(Applications, Approvals and Regulatory Framework)
- ・リスクアセスメント、モニタリング及び技術的要件(Risk Assessment, Monitoring, and Technical Requirements)
- ・公衆意見聴取及び告示、地表アクセス、並びに公衆安全(Public Consultation and Notification, Surface Access, and Public Safety)
- ・サイト閉鎖及び長期的責任(Site Closure and Long Term Liability)

こうした課題は CCS プロジェクトに関してグローバルに共通の課題と言える。

このアセスメントを通して 71 のリコメンデーションと 9 つの結論が得られたことが報告されている。

3.1.5 日本の法整備

わが国は第 166 回通常国会において、二酸化炭素の「海底下の地層への廃棄(貯留)」について、その法的枠組みを定めたロンドン条約 96 年議定書の承認案件及びそれに基づく「海洋汚染防止法(海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律)改正案」が提出された。これにより改正後の海洋汚染防止法において、二酸化炭素の海底下廃棄に関わる許可制度が創設され、許可を受けた場合には二酸化炭素の海底下貯留が可能になった(第 18 条の 7, 8)。

この場合、「海底下廃棄事前評価書」の添付も要求されている。また二酸化炭素(ガス)は基準に適合する必要がある、この二酸化炭素は「特定二酸化炭素ガス」と呼ばれその基準は「特定二酸化炭素ガスに含まれる二酸化炭素の濃度の測定の方法を定める省令」により定められ、濃度の測定方法は、「特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可等に関する省令」で定められている。

二酸化炭素ガスを実際に海底下貯留する際は、海洋への影響が及ぼされないように、海洋汚染防止法で廃棄(貯留)後の監視を行うことが定められているが(第 18 条の 9)、詳細はこの「特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可等に関する省令」で規定されている。

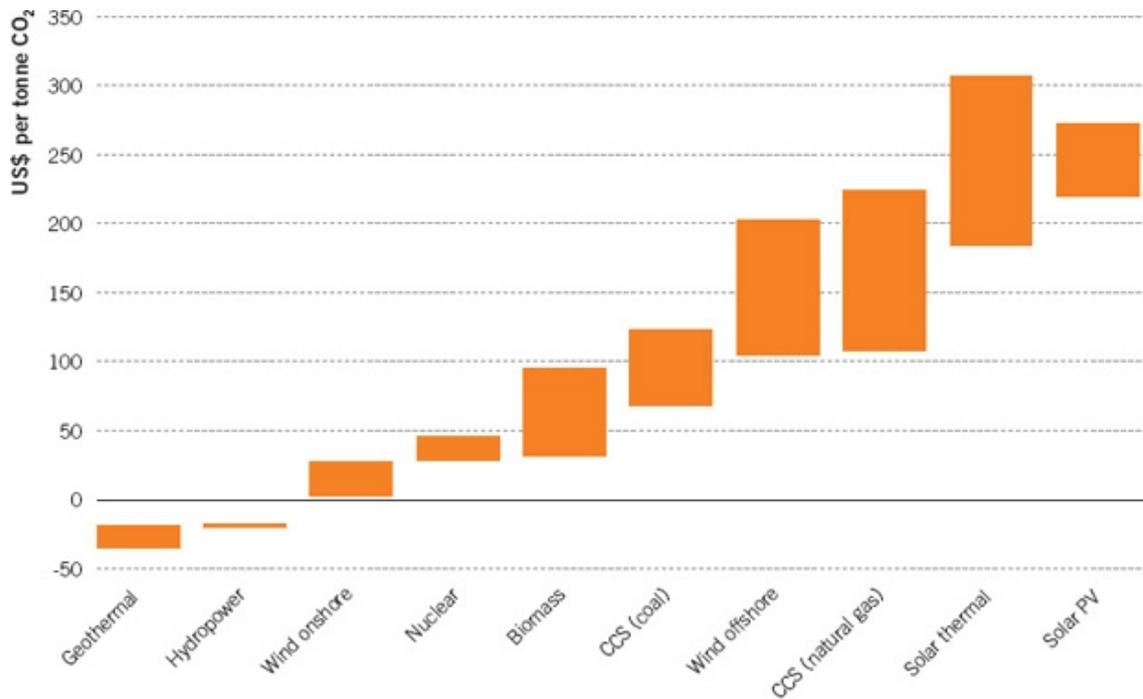
このように二酸化炭素の海洋廃棄に関する許可制度がもうけられたが、その申請に関して環境省は、手続きが適正に行われるように、環境省告示 83 号(平成 19 年 9 月 19 日)に必要な事項を定め、さらに「特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可の申請に関わる指針、平成 20 年 1 月」も刊行している。

3.2 経済性

火力発電プラントあるいは産業プラントに CCS を設置し CO₂ を回収・輸送・貯留するには多額のコストがかかる。ここ 10 年間、CCS の大規模実証への展開がみられなかった欧州では、CCS のコスト削減のために、輸送パイプラインと貯留サイトの共有をする CCS のハブクラスター化と回収 CO₂ を EOR に利用する向きに動いている。CO₂ 価格が EU 排出枠取引市場において当初期待した価格が安定に実現していればこれは CCS 促進の大きなインセンティブとして機能していたかもしれないが現状では望めない状況である。一方、EOR は言うまでもなく米国では 30 年以上もの歴史があり、生産がピークに達した油田では CO₂ 注入により石油の資産量を増加させることが可能である。この場合 EOR は、石油の市場価格次第では、CO₂ に付加価値を与え、CCS の普及に一定のインセンティブを与えることができる。しかし、地球温暖化の緩和を可能にするほどの CCS の普及には CO₂-EOR 以上に大きな経済的インセンティブが必要である。それには現在、将来に向けて CCS のコスト低減が不可欠であり、新設や既設の改修の場合などを含め、多くの経済性に関する報告がなされている[51] - [56]。

GCCSI の例をあげる[54]。これは様々な発電技術の CO₂ 除去コスト(avoiding cost)に関する文献レビューを行い、CCS 付石炭火力発電及び天然ガス発電を含む様々な発電技術のコストについて比較した。CO₂ 除去コストに関して、CCS 付き石炭火力発電及び CCS 付きガス燃焼火力発電を太陽光発電と比べた場合、前者は CO₂ 1 トン当たり US\$68 ～ US\$123、後者は US\$108 ～US\$224 であったが、一方、太陽光発電(PV)及び太陽熱発電では、前者が US\$184 ～ US\$307、後者が US\$219 ～US\$273 であり、CCS 付き石炭あるいはガス燃焼発電方式を上回る結果となった。概略、結論として、CCS 付火力発電は再生可能エネルギー(太陽光あるいは太陽熱発電)による発電コストと競争し得るとの展望がなされている。

図表 6 CCS 付発電コストと他の発電コストとの比較[54] GCCSI



ここに CO₂ 除去コストは以下のように定義されている。

$$\text{CO}_2 \text{ 除去コスト} = \{\text{COE with removed} - \text{CO}_2 \text{ reference}\} \$/\text{MWh}$$

$$\div \{\text{CO}_2 \text{ Emissions reference} - \text{CO}_2 \text{ Emissions with removed}\} \text{ tons/MWh}$$

COE は発電コストであり、CO₂ 除去コストは単位当たりの CO₂ を除去するのに必要なコストを示す。

こうした展望を現実的なプロジェクトを通して実証していく必要があるが、CCS 付火力発電の実証あるいは商業化は公共的資金の支援なしには現実的にならないのが実情である。CCS 付火力発電の大規模なプロジェクトは、北米の 2 件、Boundary Dam プロジェクト及び Kemper County プロジェクトであり、両者はともに多額の公共的資金の支援によっている。

Boundary Dam プロジェクト(139MW 設備変更・回収, カナダ)の総予算は 12.4 億ドルと見積もられ、2011 年にカナダ連邦政府から 2 億 8000 万ドルが支払われた。地方政府からも支援を受けている。なお 2013 年 10 月時点でプロジェクト実施者の Saskpower は 1 億 1500 万ドルの超過と発表している。CO₂ の売却益でプロジェクトコストを相殺することが期待されている。なお、このプロジェクトでは SO₂ も回収し売却する。

Kemper County プロジェクト(582KW IGCC 2units 新設, Mississippi Power, Southern Energy, KBR の共同プロジェクト, US)は 55 億ドルのコストが見積もられている。当初の見積もりは 24 億ドルであった。ミシシッピ電力は DOE(エネルギー省)から CCPI(Clean Coal Power Initiative)フェーズ 2 として 2 億 7000 万ドルの補助金を受け、米国国内国歳入庁(Internal Revenue Service)からは 1 億 3300 万ドルの投資税控除が認められた。

しかし、2014 年にはコストはさらに 2 億 3500 万ドル増加することとなり、当初の 2 倍以

上に膨れ上がった。[57]

米国では Kemper County プロジェクト以外にも多くの実証プロジェクトが計画・実施されているが、図表 7 に示すように資金の全部または一部が政府の支援であることが報告されている[12]。

図表 7 近い将来運開の USDOE 支援プロジェクト[12]

プロジェクト	プラントタイプ		貯留方式			資金
	発電	産業	帯水層	EOR	貯留量 (100 万トン/年)	
Pre-combustion						
HECA (IGCC-Polygen) (2019 運開)	X	X		X	2.55	Total DOE Project: \$4 Billion DOE - \$408 Million
Southern-Kemper Co. (IGCC) (2014 運開)	X			X	3.0	Total Project: \$4.3 Billion DOE Share: \$270 Million (7%)
Summit Texas (IGCC-Polygen) (2018 運開)	X			X	2.2	Total DOE Project: \$1.727 Billion DOE Share: \$450 Million (26%) Total Plant Cost ~\$2.6 Billion
Leucadia, Lake Charles (Methanol & Hydrogen) (2017 運開)		X		X	4.5	Total Project: \$436 Million
Air Products and Chemicals, Inc. (SMR)		X		X	0.925	Total Project: \$431 Million DOE Share: \$284 Million (66%)
ADM (Archer Daniels Midland) (Ethanol Production) (2015 運開)		X	X		0.900	Total Project: \$208 Million DOE Share: \$141 Million (68%)
Post-combustion						
NRG Energy (2017 運開)	X			X	1.4	Total DOE Project: \$775 Million (est.) DOE Share: \$167 Million (21.5%)
Oxy-combustion						
FutureGen 2.0 (2017 運開)	X		X		1.0	Total DOE Project: \$1.78 Billion DOE Share: \$1.05 Billion (59%)

一方、英国では 2020 年代に CCS の商用化を達成するために CCS の開発・普及を支援するためのロードマップが策定されている (UK DECC, CCS Roadmap Supporting deployment of Carbon Capture and Storage in the UK, April 2012)。そのなかで、いくつ

かの具体的支援のためのプログラムが掲げられている。その一つに 10 億ポンドの資本支援を行う CCS 商用化プログラム(CCS commercialisation programme)の 実施があるが、これはすでに開始され、Peterhead CCS プロジェクト及び White Rose CCS プロジェクトに支援することが合意されている。さらに、電力市場改革(EMR Electricity Market Reform)も含まれている。これは CCS を設置した化石燃料燃焼火力発電による低炭素電力に関する Feed-in- Tarrif CfD Contract for Difference (差額決済方式契約による固定価格買取)であり、CCS 付火力発電の電力価格を補償する制度の導入である。これは税金による支援メカニズムであり、支援が多額・長期に及ぶようになれば維持は困難になるであろう。

EU ETS は一定の CO₂ の市場価格を想定し、CO₂ の市場でも取引価格と CCS コストの差を CCS 普及のドライバーとして期待していたが、CO₂ 価格の低迷により、期待は裏切られた。

現状では CCS のドライバーあるいはインセンティブとして最も魅力的なものは EOR であり、この場合に最も重要なのは EOR 用の CO₂ の生産コストである。しかし、EOE を別にすれば、火力発電所の CCS を設置した場合の CO₂ のバリューチェーンを構成するビジネスモデルはないのが現状である。

3.3 社会的理解・受容性

経済性も含めた技術の完成度や技術普及の法的枠組み以外に CCS の開発や普及に関わる障壁の一つに社会的受容性の問題がある。

Sleipner (CO₂ 貯留)、In-Salah (CO₂ 貯留)及び Weyburn-Midale (CO₂-EOE)などの大規模な CCS プロジェクトは社会的反発もなく進められてきた。一方、2000 年代後半以降、社会的反発(公衆の反対)により、プロジェクトの遅延や、中には Barendrecht (オランダ)、Greenville (オハイオ州、米国)、Shwarzepumpe (ドイツ) のように中止に追い込まれたプロジェクトもある。

例として、Barendrecht プロジェクトをあげる[58]。このプロジェクトの事業者は Shell であり、ガス化プラント(製油所重質油残渣から水素を生成)で CO₂ を回収し、既設の低圧パイプラインで 16.5km を輸送し、2011 年から 25 年以上にわたり、2 か所の枯渇ガス田フィールドに貯留することが計画された。2 つのフィールドの一つは Barendrecht 地区で地下 1700m で 80 万トンの容量にあり、もう一か所は Barendrecht-Ziedewij の地下 2700m で 950 万トン容量であった。このプロジェクトは、貯留サイトプロジェクトが 3 ヶ年以上遅れたこと及び地域住民の支援が全く得られないとの理由で、2010 年 9 月に経済・農業・イノベーション大臣が解消することを決定した。

この報告[58]ではプロジェクトが解消された原因について詳しい分析を行っている。その原因として、コミュニケーション不足に着目し、政府の入札プロセスの問題(地域利害関係者との協議なしあるいは不参加)、当初に利害関係者間((国+Shell) vs 地域住民)の対話不在(Shell はプロジェクトを最終案として提示)、反対が明確になった後の BCO₂(行政相談グル

ープ)による利害関係者間対話の設定の問題(Shell、その他産業グループ、NGO、研究者、住民グループ不参加)、BCO2 公式手続きによる対話設定の問題(Shell と反対住民との直接対話なし)、政府による自治体の意思決定能力の剥奪(手続き変更は事前に知らされず、地域利害関係者の政府不信・反発増加)を結論している。

CCS の開発や普及のためには CCS の必要性、安全性や気候変化緩和の役割などに関する社会的理解を進めていくことが不可欠であり、過去・現在に経験した CCS の社会的受容性の問題に関するレビューがなされ、CCS の社会的理解を深めるための対応策や戦術などに関して多くの報告がなされている。[58] - [64]

CCS に関わる住民参加プロセスの成功の要因は、概括すると、ヴィジョンの共有、コアとなるコミュニケーション機能、社会的意義の考慮、早期の利害関係者の参画、プロジェクト目的の目標・枠組の深慮、利害関係者の懸念への柔軟な対応戦術、CCS に関する教育と経験の醸成などが考えられる。

なかでもどのような利害関係者がどのような問題に関心/懸念を持っているかは、コミュニケーションプロセスを進め、社会的受容性を得る上で重要な事項である図表 8 に様々な利害関係者とその関心事項に関するマトリクスを示す[60]。利害関係者が異なればその関心事項は様々な異なることが明らかである。

図表 8 異なった利害関係者の関心事項[60]

	環境・健康・安全性影響	CCS への認知・受容	技術的側面	商業的・地域振興の利益	政策・法的課題	再生可能エネルギー離れ	気候変化へのポジティブな影響	CCS の様々な位置づけ
NGOs & 思想リーダー	✓		✓		●●	●●	●●	●●
一般公衆	✓	✓	✓	✓	●●	●●	●●	●●
政治家 & 政策立案者	✓	✓	✓	✓	●●	●●	●●	●●
産業界	✓	✓	●●	●●	●●	✓	✓	
地域社会	●●	✓	✓	●●	✓			✓
規制当局	●●	●●	●●		✓			
投資家	✓	✓		●●	●●			
メディア	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
●● 関心事項 ✓ 一般的課題								

この結果から、利害関係者と主たる関心事項について、NGO、思想リーダー、一般公衆、政治家・政策立案者は気候変化、(CCS 導入による)再生可能エネルギー離れや関連政策の話題

題であり、一方、地域住民及び規制当局は、特に、プロジェクトの環境・社会・健康影響及び利益に関心があることが分かる。プロジェクトあるいはグローバルレベルの 2 つに分ければ議論の項目は以下ようになる。

- ・プロジェクト/地域レベルの議論：環境・社会・健康影響及び安全性、及び地域の利益
- ・グローバルレベルの議論：気候変化及び CCS の役割

こうした地検から、プロジェクトレベルにおいては、特に、地域の利益を考慮することが重要な要素であることがわかる。すなわち、コミュニケーションプロセスにおいて、少なくとも、利害関係者に対する CCS の位置づけ(グローバル、ローカルな新たな価値創造)が明確に理解されることが必要であることが結論される。

しかし、現実のプロジェクトの住民参加プロセスにおけるコミュニケーションへの対応は、様々に異なる価値観が交錯する中でのアプローチを必要とし、むしろ、多くの場合、サイト固有の課題に対するケースバイケースのアプローチにならざるを得ないということが共通に見られる見解のようである。

DOE/NETL は、7 つの RCSP(Regional Carbon Sequestration Partnerships CCS の技術、インフラ、法規制を進めるために DOE が設立したネットワーク)の経験に基づき、CCS に関するパブリックアウトリーチ及び教育に関するベストプラクティスマニュアルを作成・刊行している[64]。

ここでは、CCS のアウトリーチプログラムを設定する枠組みとして図表 9 に示すように 10 のベストプラクティスが示されている。

図表 9 DOE 報告書における CCS パブリックアウトリーチの枠組

ベストプラクティス 1	パブリックアウトリーチとプロジェクトマネジメントを統合
ベストプラクティス 2	強力なパブリックアウトリーチチームを結成
ベストプラクティス 3	キーとなる利害関係者を特定
ベストプラクティス 4	地域住民の関心事を特定
ベストプラクティス 5	アウトリーチ戦略及びコミュニケーション計画を作成
ベストプラクティス 6	キーとなるメッセージ作成
ベストプラクティス 7	聴衆の身の丈に合わせたアウトリーチ材料の作成
ベストプラクティス 8	CO2 貯留プロジェクトのライフタイムを通じてアウトリーチプログラムを積極的に監督・管理
ベストプラクティス 9	アウトリーチプログラムの効果及び公衆の認識及び関心事項の変化を観察
ベストプラクティス 10	柔軟性—パブリックアウトリーチプログラムを必要に応じて改良

RCSP の教訓としてパブリックアウトリーチとプロジェクトマネジメントとは一体であると述べられている。その意味は、効果的なパブリックアウトリーチを行うことは必ずしもプロジェクトの成功を約束するものではないが、その重要性を軽んじると、ひいてはプロジェクトの遅延、コストの増加、及び地域社会から悪意を持たれることになることと述べており、効果的なアウトリーチとは、前向きな地域社会への参加を通して、耳を傾けること、情報を共有すること及び懸念を取り扱うこととしている。

4. まとめ

CCS は CO₂ の排出削減のために不可欠な技術であると国際的に認知されているにもかかわらず、技術が成熟できるような現実的プロジェクトがなかなか実施されず、普及へ確実な道筋が見えてこないのがグローバルな現状である。その商用化・普及のためには、法規制の整備、コスト革命による経済性の改善、及び CCS の社会的受容性の促進など課題が多い。その要点を以下にまとめる。

[CCS プロジェクト実施の現状]

- 現在世界には 4 つの大きな商業規模の貯留/EOR プロジェクト(Sleipner (North Sea、Snøhvit (Barents Sea)、In-Salah (Algeria)及び Weyburn (Canada))がある。これらは資源開発にかかわるプロジェクトであり、火力発電所起源の CO₂ に関する CCS プロジェクトはないが、間もなく、2 つのプロジェクト(Boundary Dam プロジェクト(褐炭燃焼, カナダ), Kemper County プロジェクト (褐炭 IGCC, 米国))の運開が期待されている。
- EU では 2007 年に CCS に関する EU Flagship Programme を立ち上げ、CCS プロジェクトの推進を図ったが、一進一退を繰り返し、実証段階に進んだプロジェクトはない。現在、4 つのプロジェクト(Don Valley Power Project, Peterhead Gas CCS Project, White Rose CCS Project, ROAD))の最終段階(投資決定前の段階)にある。ROAD プロジェクトはオランダのプロジェクトで他の 3 つは英国のプロジェクトである。EU 以外の地域で CCS プロジェクトの数は増加傾向にある(US, カナダ, 中国)。
- わが国でも複数の CO₂ 回収あるいは CCS に関するプロジェクトが進められているが、現在、CCS 全体のチェーンを構成するプロジェクトとして「苫小牧地点における実証試験計画」が設計から廃坑まで 9 年程度の計画で予定されている。

[法規制の整備]

- 技術の普及には技術を支える法規制(CCS の満たすべき法的要件)の整備、経済性(商業化、低コスト、高コスト効果)、社会的理解あるいは受容性が重要である。主要国では

CCS に関する法規制が整備されてきている。経済性について現状では高コスト高額投資と言わざるを得ない。また、社会的反発により中止に追い込まれた CCS プロジェクトがある。

- CCS 普及のために各国で法的整備や資金支援のための政策が実施されている。法規制は大きく 4 つに区分される。①将来の新設あるいは既設の化石燃料燃焼プラントの操業による“カーボンロックイン”を回避あるいは排出抑制するための「CCS Ready」(Directive 2009/31/EC EU; Energy Act 2008 UK)、②CO₂ の排出を直接的に抑制する CO₂ の排出基準の設定(EN-1, EN-2 UK; Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions for New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units US; SOR/2012-167 カナダ)、③CCS の安全・環境に優しい実施(Directive 2009/31/EC EU; Class VI rule US)、④その他財政支援・FIT など(EU DIRECTIVE 2009/29/EC EU; EMR UK)である。

[経済性]

- CCS 付石炭火力発電及び天然ガス発電を含む様々な発電技術(原子力、バイオマス、地熱、水力、風力(陸上、洋上)、太陽(光、熱))のコストについて比較した例では、CCS 付火力発電は再生可能エネルギー(太陽光あるいは太陽熱発電)による発電コストと競争し得るとの展望がなされている。しかし、こうした展望を現実的なプロジェクトを通して実証していく必要がある。
- 現在、CCS プロジェクトは高コストで高額投資が必要であり、実証あるいは商業化は公共的資金の支援なしには現実的にならないのが実情である。プロジェクトの実施には強力なスポンサーが必要で、プロジェクト進行中の首尾一貫した資金支援メカニズムが必要である。世界初の CCS プロジェクトである Boundary Dam プロジェクト及び Kemper County プロジェクトも多額の公的援助がなされている。

[社会的受容性]

- Sleipner (CO₂ 貯留)、In-Salah (CO₂ 貯留)及び Weyburn-Midale (CO₂-EOR)などの大規模な CCS プロジェクトは社会的反発もなく進められてきた。一方、2000 年代後半以降、社会的反発(公衆の反対)により、プロジェクトの遅延や、中には Barendrecht (オランダ)、Greenville (オハイオ州、米国)、Shwarzepumpe (ドイツ)のように中止に追い込まれたプロジェクトもある。
- 多くの文献に基づくと、住民参加プロセスの一般的な成功の要因として、ヴィジョンの共有、コアとなるコミュニケーション機能、社会的意義の考慮、早期の利害関係者の参画、プロジェクト目的の目標・枠組の深慮、利害関係者の懸念への柔軟な対応戦術、CCS に関する教育と経験の醸成が報告されている。
- 社会的受容性を得る上で利害関係者がどのような問題に関心を持っているかは、コミュニケーションプロセスを進めるために重要であるが、利害関係者の関心事項は、大きく 2 つに分けられ、①プロジェクト/地域レベルの議論においては環境・社会・健康影響

及び安全性、及び地域の利益、②グローバルレベルの議論においては気候変化及び CCS の役割である。少なくとも CCS の利害関係者に対する位置づけ(グローバル、ローカルな新たな価値創造)を明確に理解させることが必要である。

- 現実のプロジェクトのコミュニケーション・住民参加プロセスへの対応は様々に異なる価値観が交錯する中でのアプローチを必要とし、むしろ、多くはサイト固有の課題に対するケースバイケースのアプローチにならざるを得ないということが共通に見られる見解のようである。

[CCS 普及の将来展望]

- CCS 商用化に必要な要件について現状をまとめてみると以下のようであり、商用化までの道はまだ遠いと言わざるを得ない。
- 技術 グローバルには多くのプロジェクトが計画され、いくつかのフルチェーンの大規模実証プラントが間もなく運開する。しかし、普及には輸送・貯留のためのインフラ整備が必要であり、リードタイムがかかる。火力発電のみならず、一般産業への適用も必要。
- 競争力 コストについては不透明(あるいは企業秘密)であり、かつ、競争力が議論できる大規模・実証のための CCS プロジェクトはまだ進展を待たねばならない。
- 法規制 EU、米国及びカナダをはじめとする主要国で徐々に法整備が進められている。貯留ができなければ CCS は実現しないことから、特に、貯留促進の政策が必要である。
- 資金
 調達 国際的には多くのプロジェクトは公的資金援助を受けており、首尾一貫した資金支援メカニズムが必要である。現在、ビジネスケースはない。また、ビジネスを前提として民間投資による資金調達の機会は判然としない。
- 社会的
 受容性 2000 年代後半以降、社会的反発(公衆の反対)により、プロジェクトの遅延や、中止に追い込まれたプロジェクトもある。現実のプロジェクトのコミュニケーション・住民参加プロセスへの対応は、サイト固有の課題へのケースバイケースのアプローチにならざるを得ないであろう。

5. 参考文献

- [1] IPCC, Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (2005)
- [2] IEA, Technology Road Map Carbon Capture and Storage, 2013 edition (2013)
- [3] UNFCCC, Decision 10/CMP.7 Modalities and procedures for carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities
- [4] IPCC, Climate Change 2014, The Physical Science Basis, Mitigation of Climate Change IPCC Working Group III Contribution to AR5 (2013)
- [5] European Technology Platform - Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Zero Emission Platform CO₂ Capture and Storage (CCS) – Matrix of Technologies (Presentation), 18 October (2008)
- [6] 横山隆壽, 工藤聡, 化学吸収式 CO₂ 回収技術の評価 – モノエタノールアミンプロセスの運転特性及び LNG 焚き火力プラントへの適用に関するフィージビリティスタディ - 電力中央研究所 研究報告 : T04057 (1995 年 7 月)
- [7] IEA News Centre, Pre-combustion capture of CO₂ in IGCC plants, <http://www.iea-coal.org.uk/site/2010/publications-section/newsletter-information/current-newsletter-2/pre-combustion-capture-of-co2-in-igcc-plants>
- [8] Global SSC Institute, <http://www.globalccsinstitute.com/projects/browse>
- [9] Global SSC Institute, The Global Status of CCS: 2011 (2011)
- [10] B. Jacobs, An Integrated Process Design: Thermodynamic Integration of Power Production and Post-Combustion Capture (Presentation), presented at SaskPower CCS Symposium (2013)
- [11] Aquistore project, <http://ptrc.ca/projects/aquistore>
- [12] J. Giove III, Update on US Clean Coal/CCS Major Demonstration Projects (Presentation), presented at Platts 8th Annual European CCS, Marriott Brussels, Belgium, February 18 - 19 (2014)
- [13] European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP), The EU Flagship Programme, The key to making CO₂ Capture and Storage (CCS) commercially viable by 2020, General Assembly, Paris, 3rd October (2007)
- [14] European parliament, Report on Implementation report 2013: developing and applying carbon capture and storage technology in Europe by Chris Davies(2013/2079 INI), <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=REPORT&reference=A7-2013-0430&language=EN>
- [15] Global CCS Institute, <http://www.globalccsinstitute.com/projects/browse>
- [16] P. Radgen, What is required to make the ROAD project work ? (Presentation), presented at the 8th Annual European Carbon Capture and Storage, Marriott Brussels, Belgium, February 18 - 19 (2014)

- [17] CO2 回収技術・電力共同研究会, CO2 回収技術 火力発電システムへの適合性評価 (パンフレット) 9 月 (1995 年)
- [18] CO2 回収技術・電力共同研究会, CO2 対策技術 電力共同研究 (パンフレット) 10 月 (1997)
- [19] 飯嶋 正樹, 長安 立人, 上條 孝, 中谷 晋輔, 当社の省エネ CO2 回収技術と海外石炭 焚き火力発電所からの大規模 CO2 回収貯留実証試験, 三菱重工技報 Vol.48 No.1 (2011)
- [20]財団法人 地球環境産業技術研究機構平成 19 年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等 対策事業, 低品位廃熱を利用する二酸化炭素分離回収技術開発成果報告書, 平成 20 年 3 月 (2008)
- [21] 一般財団日本鉄鋼連盟 <http://www.jisf.or.jp/course50/research/>
- [22] 北村英夫, 江上法秀, 大橋幸男: 石炭火力発電所排ガスからの CO2 分離回収パイロットプラント試験, 東芝レビュー VOL.68 No.11 (2010)
- [23] 独室行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構
http://www.nedo.go.jp/activities/EV_00043.html
- [24] 大崎クールジェンプロジェクト <http://www.osaki-coolgen.jp/project/>
- [25] 公益財団法人地球環境産業技術研究開発機構
<http://www.rite.or.jp/Japanese/project/tityu/gaiyou.html>
- [26] 川島文治, 苫小牧地点における CCS 大規模実証試験の概要, エネルギー・資源 Vol33-No.5 (2012) 21-26
- [27] (株) IHI エネルギープラントセクター, 豪州カライド酸素燃焼プロジェクト (プレゼンテーション), 平成 25 年 6 月 18 日, Oxy-fuel combustion の基礎学理体系化と展開に関する研究分科会キックオフミーティング(2013)
- [28] 三菱重, Press Information 2014 年 1 月 14 日 発行 第 5472 号
<https://www.mhi.co.jp/news/story/1401145472.html>
- [29] 経産省産業技術環境局, CCS2020 二酸化炭素の分離回収・地中貯留技術の現状と実用化の方向性について (プレゼンテーション), 平成 18 年 5 月 17 日, <http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g60525a09j.pdf>
- [30] 経済産業省, 苫小牧地点における実証試験計画, 経済産業省産業技術環境局地球環境連携・技術室, 平成 24 年 2 月 (2012)
- [31] EU, Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006, Official Journal of the European Union, L 140/114 - 135, 5.6.2009 (2009)
- [32] EU, Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Official Journal of the European Union, L 275/32 -46, 25.10.2003 (2003)

- [33] DIRECTIVE 2009/29/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community, Official journal of the European Union, L 140/63-87, 5.6.2009 (2009)
- [34] EU, Climate Action, NER300,
http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ner300/index_en.htm
- [35] Department of Energy and Climate Change (UK), Guidance on Carbon Capture Readiness and Applications under Section 36 of the Electricity Act 1989, A Consultation, April (2009)
- [36] Department of Energy and Climate Change (UK), Section 4.7 Carbon Capture and Storage (CS) and Carbon Capture Readiness(CCR), in :Overarching National Policy Statement (EN-1), DECC July 2011(2011)
- [37] Department of Energy and Climate Change (UK), Section 2.3 Government policy criteria for fossil fuel generating stations (Carbon Capture and Storage for coal-fired generating stations), in: National Policy Statement for Fossil Fuel Electricity Generation Infrastructure (EN-2) , DECC July 2011 (2011)
- [38] Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low carbon electricity, DECC, presented to Parliament by the Secretary of state for Energy and Climate Change by Common of Her Majesty, July 2011(2011)
- [39] USEPA, Report of the Interagency Task Force on carbon Capture and Storage, <http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/ccs/CCS-Task-Force-Report-2010.pdf> , (2010)
- [40] USEPA, Federal Requirements Under the Underground Injection Control (UIC) for Carbon Dioxide (CO2) Geologic Sequestration (GS), Federal Register Vol. 75, No. 237, December 10, (2010)
- [41] Hazardous Waste Management System: Conditional Exclusion for Carbon Dioxide (CO2) Streams in Geologic Sequestration Activities Federal Register Vol. 79, No. 2, January 3 (2014)
- [42] Federal Register, Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions From New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, Vo.77,No. 72, April 13 (2012)
- [43] USEPA, Federal Register, Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions From New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units; Proposed Rule Vol. 79 , No. 5 , January 8 (2014)
- [44]Withdrawal of Proposed Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions From New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, Federal Register Vol.79, No.5, Wednesday , January 8, 2014, proposed rule
- [45] MONDAQ, The Battle Over EPA's Proposed New Source Performance Standards

For Coal Fired EGUs: Adequately Demonstrated or Impermissible Technology Forcing?
3 October (2013)

<http://www.mondaq.com/unitedstates/x/267820/Renewables/The+Battle+Over+EPAs+Proposed+New+Source+Performance+Standards+For+Coal+Fired+EGUs+Adequately+Demonstrated+or+Impermissible+Technology+Forcing>

[46] TECHNICAL SUPPORT DOCUMENT, Effect of EPAAct05 on BSER for New Fossil Fuel-fired Boilers and IGCCs, Docket EPA-HQ-OAR-2013-0495, January 8, (2014)

[47] USDOE/NETL, Cost and Performance Baselines for Fossil Energy Plants

<http://netl.doe.gov/research/energy-analysis/energy-baseline-studies>

[48] Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, Federal Register Vo.79, No.117, June 18 (2014)

[49] Government of Canada, SOR/2012-167, Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations, P.C. 2012-1060, August 30 (2012)

<http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2012-167/page-1.html>

[50] Alberta Government (Canada), Carbon Capture and Storage, Summary Report of Regulatory Framework Assessment (2013)

<http://www.energy.alberta.ca/CCS/pdfs/CCSrfaNAppD.pdf>

[51] Department of Energy and Climate Change (UK), Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK, Study Report REP001, Final, Updated October (2011)

[52] Matthias Finkenrath, Cost and performance of carbon dioxide from power generation, IEA Working paper, (2011)

[53] U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2011, December 2010, DOE/EIA-0383 (2010)

[54] Global CCS Institute, The Global Status of CCS: 2011, 04 Oct (2011)

[55] Department of Energy and Climate Change (UK), Potential cost reductions in CCS in the power sector Discussion Paper, May (2012)

[56] US Energy Information Administration, Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, April (2013)

[57] MIT CC&ST Program

http://sequestration.mit.edu/tools/projects/boundary_dam.html, as of May 2014

[58] C.F.J. Feenstra, T. Mikunda, S. Brunsting, What happened in Barendrecht? Case study on the planned onshore carbon dioxide storage in Barendrecht, the Netherlands

[59] J. Hammond, S. Shackley, Towards a Public Communication and Engagement Strategy for Carbon Dioxide Capture and Storage in Scotland, A Review of Research Findings, CCS Project Experiences, Tools, Resources and Best Practices, Working Paper SCCS 2010-08, (2010)

[60] I Chrysostomidis, S. Perumalpillai, M. Bohm, M. Crombi, E. Beynond, A. Lee, CO2

Capture Project's CCS Stakeholder Issues Review and Analysis, volume 37, Energy Procedia, (2013)

[61] World Research Institute, CCS and Community Engagement, Guidelines for Community Engagement in Carbon Dioxide Capture, Transport, and storage Projects November (2010)

[62] Max Prangnell, Communications for Carbon Capture and Storage: Identifying the benefits, managing risk and maintaining the trust of stakeholders , GCCSI, February (2013)

[63] PTRC (Canada), What happens when CO₂ is stored underground ? Q&A from the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project(2014)

[64] USDOE National Energy Technology Laboratory, Best Practice of Public Outreach and Education for Carbon Capture and Storage, Revised Edition 2013, DOE/NETL-2013/1606, April (2013)