

# CCSのエネルギー・経済性評価とCO<sub>2</sub>削減技術としての役割

高木 正人

(財)地球環境産業技術研究機構

〒619-0292 京都府木津川市木津川台9丁目2番地

## Role of CCS in CO<sub>2</sub> mitigation Technologies: Energy and Economic Efficiency Evaluation

Masato Takagi

Research Institute of Innovative Technology for the Earth

9-2 Kizugawadai, Kizugawa-shi, Kyoto 619-0292

**Abstract:** Although CCS requires additional energy, it is an important CO<sub>2</sub> mitigation technology because it has large CO<sub>2</sub> reduction potential and its cost is cheaper among mitigation options. CCS can largely decrease marginal mitigation cost and is a necessary option in order to achieve goals such as halving global emission by 2050.

**Keywords:** CCS, CO<sub>2</sub> mitigation technology, energy efficiency, economic efficiency, marginal cost

### 1. はじめに

CO<sub>2</sub>の分離回収・貯留 (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCSと略す) は実現可能なCO<sub>2</sub>の削減技術として世界的に注目を集めている技術である。昨年7月の洞爺湖サミットでも議論されたように、2050年に世界のCO<sub>2</sub>排出量を半減するといった大幅な削減目標を置くとき、CCSなしではシナリオが描けないといっても過言ではない。

一方でCCSは再生可能エネルギーなどとは異なり、よりエネルギーを消費するので、化石資源の消費を加速することや大規模なCCSの実施には相当の費用がかかることから、本当に温暖化対策として割に合うのかという声も聞かえてくる。

そこで本稿ではCCSの経済性とCO<sub>2</sub>削減技術としての意義について考えてみたい。最初にCCSとそれを構成する要素について概観したのち、CCSの消費エネルギーとコストについて著者らの検討結果を中心にIPCCやIEAの結果も交えて解説したい。そして、最後に他の技術との比較を行い、CCSの役割について考えてみたい。

### 2. CCSの概要と構成要素

CCSは石油・ガス生産設備、発電所、製鉄所などの固定排出源からCO<sub>2</sub>を分離回収した後、地下等に圧入して貯留・隔離する技術である。CCSは図1に示すようにCO<sub>2</sub>の分離回収、輸送、圧入の3つの要素(工程)から構成される。

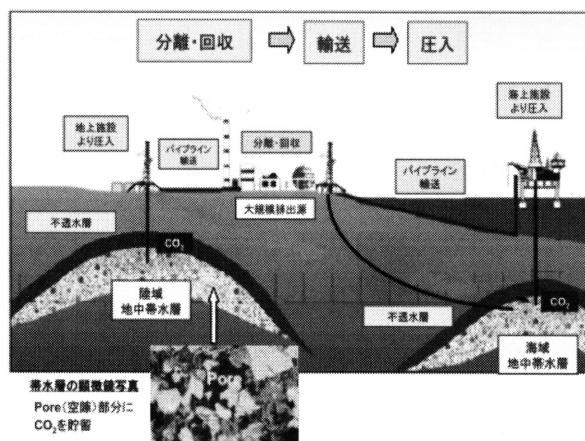


図1. CCSのシステム

#### ①CO<sub>2</sub>の分離回収

固定排出源から発生するCO<sub>2</sub>を分離回収する工程であ

るが、輸送に必要なCO<sub>2</sub>の昇圧（船の場合には液化）工程を含む。分離回収技術には吸収法、吸着法、膜分離法、深冷分離法などがある。また発電プラントにおいては、CO<sub>2</sub>の分離回収を組み込んだ3つの異なる発電方式が提案されており、燃焼後回収、酸素燃焼、燃焼前回収と名づけられている（図2）。

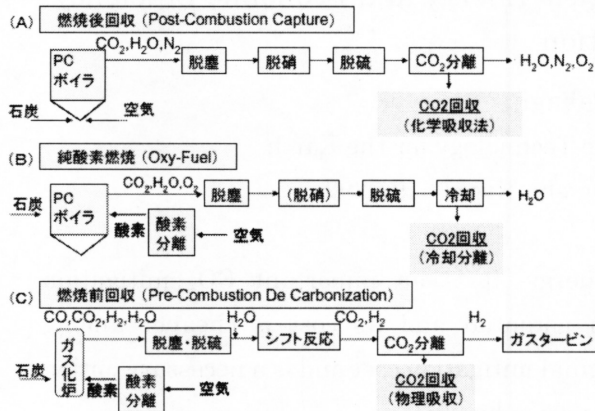


図2. 火力発電所からのCO<sub>2</sub>分離回収法

燃焼後回収 (Post Combustion) は通常の微粉炭火力やLNG火力発電所のように、燃料を燃焼させたのちの煙道ガスからCO<sub>2</sub>を回収するものである。圧力は常圧であり、また燃焼を空気で行うのでCO<sub>2</sub>濃度が低い。一方、酸素燃焼 (Oxyfuel) は空気の代わりにO<sub>2</sub>を用いて燃焼を行うので、発生するガスは常圧であるが、N<sub>2</sub>のない分だけCO<sub>2</sub>濃度が高くなる。最後の燃焼前回収(Pre Combustion)は石炭複合ガス化発電 (IGCC) などにみられる方法で、燃料を空気または酸素を用いてガス化し、得られた圧力を持つ合成ガスからCO<sub>2</sub>を回収する。ガス化を酸素で行う方式ではCO<sub>2</sub>濃度が高くなる。

②CO<sub>2</sub>の輸送

固定排出源から貯留層までCO<sub>2</sub>を輸送する工程である。パイプライン輸送とタンカー輸送があるが、近距離ではパイプライン輸送の方がコスト的に有利である。

③CO<sub>2</sub>の貯留

CO<sub>2</sub>を地下に貯留する「地中貯留」と海中に注入して隔離する「海洋隔離」がある。海洋隔離はまだ研究開発段階であり、その実施には相当の時間がかかることから、以下の議論は地中貯留に限定する。

地中貯留の貯留層としては、石油・ガス田、石炭層、および地下深部塩水層（帯水層）がある。IPCCのCO<sub>2</sub>分離回収・貯留に関する特別報告書(以下、IPCC特別報告書と

略す)によれば、世界全体のCO<sub>2</sub>の貯留ポテンシャルは石油・ガス田が6,750~9,000億トン、地下深部塩水層が1~10兆トン以上と推定されており、少なく見積もっても約2兆トンのCO<sub>2</sub>が地中に貯留可能である [1]。

一方、我が国では北海道、東北から新潟にかけての日本海側、仙台から房総にかけての太平洋側、および山陰から九州北部にかけて貯留層となりうる堆積層が認められるほか、内水面では東京湾、大阪湾、伊勢湾などにも堆積層がみとめられる。これらの堆積層へのCO<sub>2</sub>貯留ポテンシャルは背斜・ドーム構造を持つカテゴリーAの貯留層が301億トン、クロージャー構造を持たないカテゴリーBも含めると、1,461億トンと推定されている [2] (図3)。

地質データ		カテゴリーA (背斜構造への貯留)	カテゴリーB (層位トラップなどを有する地質構造への貯留)
油ガス田	坑井・震探データが豊富	A1 35億t-CO <sub>2</sub>	B1 275億t-CO <sub>2</sub>
基礎試錐	坑井・震探データあり	A2 52億t-CO <sub>2</sub>	
基礎物探	坑井データなし、震探データあり	A3 214億t-CO <sub>2</sub>	B2 885億t-CO <sub>2</sub>
貯留概念図			
貯留メカニズム		<ul style="list-style-type: none"> <li>Structural &amp; stratigraphic trapping</li> <li>Residual gas trapping</li> <li>Solubility trapping</li> <li>Mineral trapping</li> </ul>	
小計		301億t-CO <sub>2</sub>	1,160億t-CO <sub>2</sub>
合計		1,461億t-CO <sub>2</sub>	

(註1)内陸盆地ならびに内湾(瀬戸内海、大阪湾、伊勢湾など)は対象とせず  
(註2)地下800m以深、かつ、4000m以浅が対象

図3. 日本のCO<sub>2</sub>貯留ポテンシャル[2]

3. CCSの消費エネルギーとコスト

① CCSの消費エネルギー

CCSのエネルギー消費のほとんどはCO<sub>2</sub>の分離回収と昇圧工程で発生する。先に述べたCO<sub>2</sub>の分離回収技術を用いて、石炭を燃料とする発電所からCO<sub>2</sub>を分離回収・昇圧する場合の送電端効率の低下と、それにもとづく使用燃料の増加率を表1に示した。現状の技術レベルでは、CCSの設置によって、中には1.5倍近いデータもあるが、CCS無しの場合に比べておよそ1.2~1.3倍の燃料が必要となる。このようにCCSによってCO<sub>2</sub>は地中に貯留され、大気中への排出が削減されるが、追加のエネルギーが必要であり、逆に化石燃料の消費を増大させてしまうという負の側面がある。

② CCSのコスト

CCSのコスト算出の概念を図4に示した。CCSの実施にともなってより多くの化石資源が使用されるため、CO<sub>2</sub>の総発生量は増加するが、CO<sub>2</sub>の貯留によってCCSをつけ

ない発電プラントに比べてCO<sub>2</sub>の発生量が大幅に削減される。正味の削減量は貯留量からCCS実施時に発生するCO<sub>2</sub>量を差し引いたものであり、CO<sub>2</sub>削減コスト（アボイデッドコスト）は、CCS実施に必要な費用をこの正味のCO<sub>2</sub>削減量で割ったものとなる。

表1. 石炭火力発電所からのCO<sub>2</sub>の分離回収・昇圧時の発電効率低下と燃料増加（現状技術レベル）

条件	CO <sub>2</sub> 回収率 %	送電端効率低下% (絶対値)	燃料増加率 % (平均値)	出典
燃焼後回収	85-90	10-11	1.32	IPCC特別報告書[1]
	90	8.3	1.23	IPCC特別報告書*[1]
		12.6	1.38	IEAGHG[3]
	90	11.9	1.48	DOE-NETL[4]
	85	10	1.28	ZEP[5]
	90	7.42	1.23	RITE2007*[6]
酸素燃焼	91	4.8-11.2	1.27	IPCC特別報告書[1]
	90-97	8.6	1.24	IEAGHG[3]
燃焼前回収	85-91	7-10	1.23	IPCC特別報告書[1]
	90	6.3-7.9	1.21	IEAGHG[3]
	90	7.4	1.23	DOE-NETL[4]

DOE-NETLおよびRITEはHHV,他はLHV

\*新吸収液の使用のケース

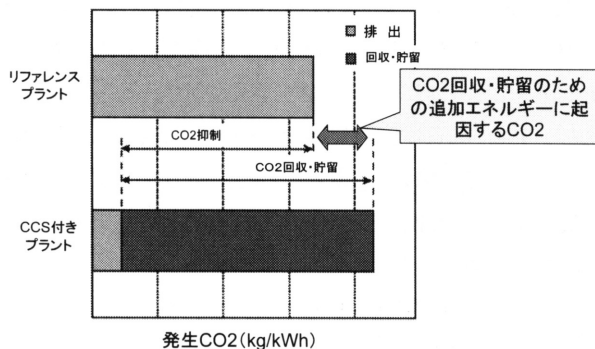


図4. CCSの排出削減コストの概念

RITEでは平成17年度に我が国でのCCSの経済性評価を実施した [2]。CCSの分離回収、輸送、貯留について代表的な設備について設備費を算出し、CO<sub>2</sub>削減コスト（コストベース：2001年）を求めた。表2には工程別に算出したコストをIPCC特別報告書と比較して示してある。

本計算例はCCS付きの微粉炭火力発電所を新設するケースである。CO<sub>2</sub>の分離回収は消費エネルギーが3,000MJ/tCO<sub>2</sub>の最新鋭のアミン吸収液を用いる燃焼後回収で行うことを想定している。発生源から貯留層への輸送はパイプラインで行い、その距離は25 kmである。また貯留層は深度1,000m、海岸からの距離は2.5kmに位置し、井戸1本あたり10万tCO<sub>2</sub>/年のレートで圧入できると想定

した。

このような想定の下にCCSのコストを算出すると、CO<sub>2</sub>削減コストは全体で7,200円/tCO<sub>2</sub>であり、分離回収と昇圧に約6割の4,200円、25kmの輸送に800円、事前探査やモニタリングを含む圧入・貯留に2,300円かかるという結果となった。

表2. 日本でのCCSコストの計算例と海外との比較 [2]

国内/海外	現状 円/t-CO <sub>2</sub>	IPCC SRCCS US\$/t-CO <sub>2</sub>		
		新設石炭火力 ~帯水層貯留	新設NGCC ~帯水層貯留	新設石炭火力 ~EOR
検討ケース	新設石炭火力 ~帯水層貯留	新設石炭火力 ~帯水層貯留	新設NGCC ~帯水層貯留	新設石炭火力 ~EOR
分離回収 ~昇圧	4,200	29~51	37~74	29~51
輸送	800 100万トン/年(20km)	1~8 500-4000万トン/年(250km)		
圧入	2,300 10万トン/年/井(ERD)	0.5~8		Δ10~16
合計	7,300	30~70	40~90	9~44

新設石炭火力発電所で分離回収、パイプライン20km輸送、10本のERDで年間100万トン圧入

IPCCの結果と比較すると、分離回収コストはほぼ同等域にあるが、単位距離当たりの輸送コストは約10倍高く、圧入コストも日本の方が高い。パイプラインのコストについては、わが国の環境を考慮した工事制約などに基づく敷設工事費の高さが影響しているし、圧入コストは海外に比べて我が国の貯留層が緻密で浸透率が低いことが影響している。分離回収エネルギー・コストの低減という世界的な課題とともに、排出源近傍で貯留層を探すことも我が国においては重要な課題となる。

表3. 石炭火力発電所からのCO<sub>2</sub>の分離回収・昇圧時の発電コスト上昇とCO<sub>2</sub>削減コスト（現状技術）

条件	CO <sub>2</sub> 回収率 %	CO <sub>2</sub> 削減コスト US\$/t CO <sub>2</sub> avoided	発電コスト増加 US\$/MWh	出典
燃焼後回収	85-90	29-51	19-34	IPCC特別報告書[1]
	90	31.0	20.2	IPCC特別報告書*[1]
		47.0	26.0	IEAGHG[3]
	90	68.0	54.7	DOE-NETL[4]
	85	38.4	23.7	ZEP[5]
	90	44.0	29.0	RITE2007*[6]
酸素燃焼	91	14-72	13.1-53	IPCC特別報告書[1]
	90-97	35.0		IEAGHG[3]
燃焼前回収	85-91	10-50	13-18	IPCC特別報告書[1]
	90	37.0	13.0	IEAGHG[3]
	90	39.0	28.4	DOE-NETL[4]

1ユーロ=1.28US\$, 1ドル=100円として計算

表3には石炭火力発電所からCO<sub>2</sub>を分離回収・昇圧するときの発電コストを示す。発電コストの増加分は13-30US\$/MWh程度となっている。また分離回収から貯留までのCCS全体を考慮した発電コストの増加分はIPCC特別報告書では10-50US\$/MWhとなっている。表2の7,300円/tCO<sub>2</sub>の削減コストから発電コスト増加分を計算すると47US\$/MWhとなり、発生するCO<sub>2</sub>の9割をCCSで削減すると、発電コストが1.8倍に上昇する計算になる。

#### 4. CO<sub>2</sub>削減技術としてのCCSの特徴と役割

以上のCCSのエネルギー消費およびコスト計算結果をふまえて、他のCO<sub>2</sub>削減技術と比較しながら、CCSの特徴と役割について考えてみたい。

##### ① CO<sub>2</sub>削減技術としてのCCSの性格

CCSの特徴についてはIPCC特別報告書に次のようにまとめられている。

- CCSは大規模排出源からCO<sub>2</sub>を回収し、地中あるいは海洋などに貯留する技術である。
- 大気中温室効果ガス濃度安定化におけるポートフォリオの一つと位置付けられる。
- 技術ポテンシャルは地中貯留で少なくとも2兆tCO<sub>2</sub>、海洋隔離では数兆tCO<sub>2</sub>ある。
- CCSのシステムは特定の条件下で成熟したあるいは経済的に有効な既存技術の組み合わせによって構成されている。
- 発電所のCCSは追加エネルギーを10~40%必要とするが、CO<sub>2</sub>排出を実質約80~90%削減できる。
- CCS適用による発電コストは約0.01~0.05US\$/kWh上昇と見込まれる。
- CCSの総コストは15~90US\$/tCO<sub>2</sub>程度と見込まれ、回収コストが最大である。
- 2100年までに世界全体の対策のうち、CCSは累積で15~55%貢献するとの試算されている。
- 適切に管理された地中貯留の場合CO<sub>2</sub>保持率は、1000年でも99%超の可能性が高い。
- 国際的及び国内法整備についての検討は、今後の課題である。

他のCO<sub>2</sub>削減技術とCCSの性格を比較してみると、表4のようになる。省エネはその実施によってエネルギー消費を削減でき、コストダウンにもなる。原子力や再生可能エネルギーは化石エネルギーの消費量を減少させることができる。また、化石燃料間での燃料転換を行ってもエネ

ギー消費量が増えることはない。これに対し、CCSは化石エネルギーの消費量を増大させるし、コストも増大する。このように考えると、CCSなど必要ないではないかという結論に行きつくことになるが、そうならないのはCCSの持つ削減ポテンシャルが大きいこと、さらに大きな排出削減を行ったときの削減コストが他の技術より安いことによる。

表4. CCSの特徴と他のCO<sub>2</sub>削減技術との比較

CO <sub>2</sub> 削減技術	特徴
省エネ	エネルギー消費削減 コスト削減
原子力への転換	化石エネルギー消費削減
再生可能エネルギー	化石エネルギー消費削減 コスト増
化石燃料間の燃料転換	化石エネルギー消費量維持
CCS	化石エネルギー消費増 コスト増 削減ポテンシャルが極めて大 比較的安価 既存技術の組み合わせ

##### ② 世界のCO<sub>2</sub>排出削減におけるCCSの役割

IEAは2050年に世界のCO<sub>2</sub>排出量を現状レベルに維持するACTシナリオと現状の50%とするBLUEシナリオの分析結果を発表しており、これらは洞爺湖サミットで報告された〔7〕。図5は2050年時点のCO<sub>2</sub>の削減量と限界削減費用(その排出削減を達成するために必要な対策のコストの最大値)との関係を示すものである。削減費用の小さな順に左から並べてある。まず、省エネがある。省エネは利益を生み、最初に実施されるべきものである。続いてコストが安いのは発電部門での削減であり、この中には再生可能エネルギーの利用、原子力への転換とCCSが含まれている。ここまではACTシナリオで、限界削減費用は楽観的ケースで50US\$/tCO<sub>2</sub>、悲観的ケースで100US\$/tCO<sub>2</sub>と見込まれている。さらに2050年50%削減のためには、よりコストの高い産業分野での燃料転換やCCS、さらには輸送部門の燃料代替を必要とする。50%削減には限界削減費用が200~500 US\$/tCO<sub>2</sub>、平均コストが38~117 US\$/tCO<sub>2</sub>まで上昇してしまう。

図6には50%削減時の技術の内訳が示されている。太陽電池や風力発電、バイオマス発電などの再生可能エネルギーの利用は21%と非常に寄与が大きい。CCSの寄与は19%で、単独の技術としては最大である。

発電部門についての感度分析がなされている(図7)。興味深いのは、CCSを用いない場合に50%削減シナリオが

達成されず、かつ限界削減費用が約2倍に増加してしまうことである。このようにCCS無しでは2050年50%削減という大きな削減目標の達成は考えられないし、CCSにはCO<sub>2</sub>の排出削減コストを大幅に下げる効果がある。

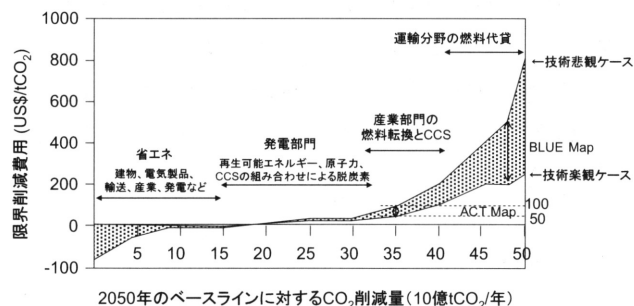


図5. 2050年時点の限界削減費用曲線  
IEAエネルギー技術展望2008を基に作成

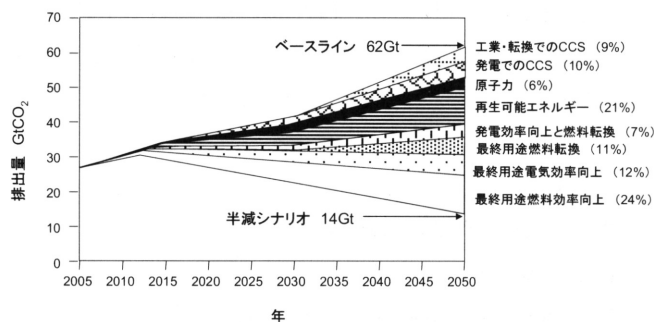


図6. 2030年半減目標達成時の各技術の寄与  
IEAエネルギー技術展望2008を基に作成

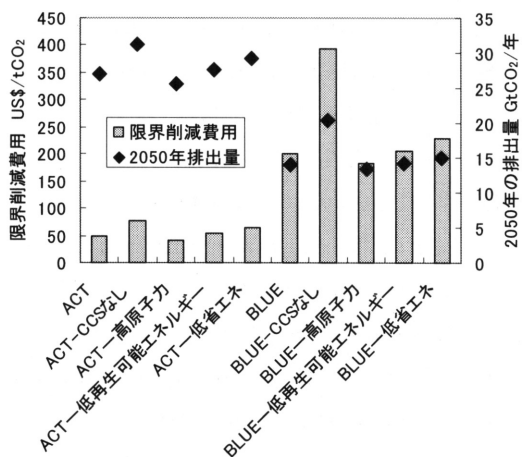


図7. 発電部門の限界削減費用とCO<sub>2</sub>排出量  
IEAエネルギー技術展望2008を基に作成

③ 日本の場合

それでは日本の場合はどうか？図8はRITEの総合経済

モデルを用いて、2050年のCO<sub>2</sub>排出量を2000年比で1/2にするという想定のもとで、コスト効率的な対策技術の構成を求めたものである [2]。地中貯留のポテンシャルは図3のカテゴリーA2の52億トンに限定している。それでも、2050年のCO<sub>2</sub>削減の約1/3をCCS（地中貯留）で実施することがコスト効率的であるという結果となっている。

図9はこのときの限界削減費用を示すものである（同時に1990年比1/3の計算結果も示してある）。CCSを用いない場合が波線であり、限界削減費用が年を追うごとに急速に上昇しているが、CCSを導入すると費用の上昇が止まり、CCSのコストのところで安定するという結果となっている。IEAの分析と同様に我が国においてもCCSはCO<sub>2</sub>削減費用の低位安定化に大きく貢献するものと考えられる。

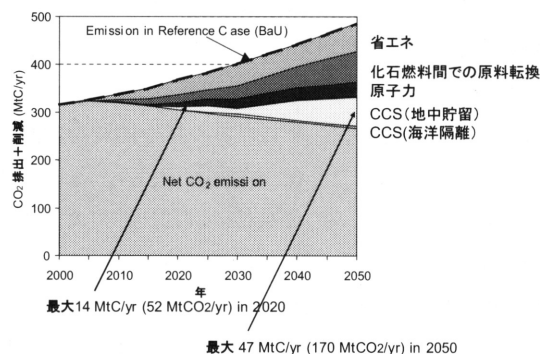


図8. 総合経済性モデルによる我が国における  
CCSの有効性評価 [2]

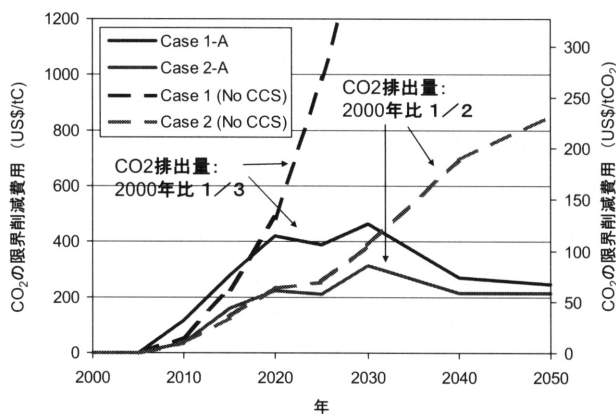


図9. 我が国でのCO<sub>2</sub>削減の限界削減費用 [2]

このようにCCSは今後のCO<sub>2</sub>排出削減の有力な手段であるが、エネルギー消費量が増大するという欠点を持つ。このため、根本的なCO<sub>2</sub>削減の手法とはいえない。CCSをブリッジングテクノロジーと呼ぶことが多いが、まさにその通りであろう。GDPを下げて発展途上国の経済発展を阻止するわけにもいかず、かといって慣れきた化石資源の消費社会から脱するには相当長い時間が必要である。一方

で地球温暖化防止のためにはCO<sub>2</sub>の大幅な削減が必要で、かつその着手は早ければ早いほどよい。これらの複数のギャップを埋めること、これがCCSの役割である。

## 5. CCSの課題

最後にCCSの課題について考えてみる。

第一の課題はエネルギー消費を下げることである。可能な限りCCSのエネルギー消費を減らし、化石資源を長く使うようにしなければならない。エネルギー消費の大部分はCO<sub>2</sub>の分離回収工程で生じるので、エネルギー消費を小さくできる分離回収技術の開発が必要である。燃焼後回収においては、エネルギー消費が4GJ/tCO<sub>2</sub>のモノエタノールアミン (MEA) が吸収液として使用されていたが、最近では3GJ/tCO<sub>2</sub>を切るアミン液が実用化されているし、2.5GJ/tCO<sub>2</sub>の吸収液も開発されつつある。さらに再生プロセスに廃熱を利用することもエネルギー消費を低減する有効な方法である。また、燃焼前回収では圧力を持つガスからCO<sub>2</sub>を回収するため、燃焼後回収に比べてエネルギー的に有利である。この分野では消費エネルギーを大幅に削減する膜分離などの技術開発が行われている。これらの分離回収技術の市場は世界全体であり、我が国の重要な輸出技術になり得る可能性があることも忘れてはならない。

第二の課題はコスト削減である。すでに述べてきたように、他の技術に比べCCSは安価であるが、7,000円/tCO<sub>2</sub>程度のコストでは発電コストが現状の2倍となり負担が大きい。分離回収の技術開発による大幅なコスト削減とともに、輸送距離の短縮や、圧入・貯留工程でのコストダウンが望まれる。

第三の課題はCO<sub>2</sub>の貯留が新たな問題を引き起こさないようにすることである。地中には石油や天然ガスが長期間にわたって蓄えられてきた。CO<sub>2</sub>の地中貯留では同じようにCO<sub>2</sub>を貯留することを期待している。しかしながら、十分に注意してサイト選定や圧入を行わないと、漏洩などの不測の事態を引き起こす心配がある。実証試験により貯留技術の経験を十分に積んだ上で、不慮の場合に備えた細心の準備をしておくことが求められる。

第四の課題は実施に向けた仕組みの構築である。CCSはEORなどを除いて利益を生まない技術である。従って、自発的なCCSの実施はなく、CO<sub>2</sub>削減政策と密接に関係しながら進められるべきものである。CCSを実施するための資金の手当ても必要である。たとえばEUでは2015年までに12程度のデモプラントを建設することになっているが、

これには14億ユーロ/年(2,100億円/年)の資金が必要となる。この資金をどこから引き出すかが問題であり、EU-ETSを利用することが考えられている。資金面の仕組みの構築のほかにも、輸送・貯留に関わる法・基準の整備が必要であるし、CCSに関する信頼醸成と社会受容性(パブリック・アクセプタンス)の確保も必要である。このようなCCSの課題については、経済産業省から発表された「CCS研究会中間とりまとめ」に詳しく述べられているので参照されたい[8]。

## 6. むすび

CO<sub>2</sub>削減技術としてのCCSについてその役割と課題について述べてきた。CO<sub>2</sub>の大幅な削減のためにはCCSが重要な手法となることは間違いない。我が国でも海洋汚染防止法の改定に始まって、各種の基準類の検討や実証に向けての準備など、CCSの実施に向けたいろいろな整備が進められつつあることを最後に付け加えておく。

## 略号

IPCC : 気候変動に関する政府間パネル

IEA : 国際エネルギー機関

IEAGHG : IEA Greenhouse Gas Programmeの略。

DOE-NEIL : 米国エネルギー省-米国国立エネルギー技術研究所

ZEP : European Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plant

## 参考文献

1. Mets, B. et al. (eds.), Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge University Press (2005)
2. (財) 地球環境産業技術研究機構、平成17年度二酸化炭素地中貯留技術開発成果報告書、2006
3. IEA-GHG Programme, Capturing CO<sub>2</sub> (2007)
4. DOE-NETL, Carbon Dioxide Capture from Existing Coal-Fired Power Plants Final Report (2007)
5. The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP), the final report from Working Group 1 Power Plant and Carbon Dioxide Capture (2006)
6. (財) 地球環境産業技術研究機構、平成18年度二酸化炭素地中貯留技術開発成果報告書、2007
7. IEA, Energy Technology Perspective 2008 (2008)
8. 経済産業省、二酸化炭素回収・貯留 (CCS) 研究会中間とりまとめ「地球温暖化対策としてのCCSの推進について」、2007