国内外の CCS Ready に関する取組状況等について

平成29年2月

環　境　省

はじめに

地球温暖化対策については、2015年12月に国連気候変動枠組条約第21回締約国会議において「パリ協定」が採択され、翌年11月に発効した。同協定では、長期的目標として、世界全体の平均気温上昇を産業革命前に比べて2℃より十分低く保持すること、1.5℃に抑える努力を追求すること等が掲げられ、今世紀後半には温室効果ガスの人為的な排出と吸収のバランスを達成することが求められている。我が国においても2016年5月13日に地球温暖化対策計画を閣議決定しており、「地球温暖化対策と経済成長を両立させながら、長期的目標として2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指す」こととされている。

火力発電所は長期的な稼働が見込まれる大規模排出源であり、このような施設に効果的な温室効果ガス削減対策を行わないまま建設・稼働していくことは、二酸化炭素（CO_2）の高止まり（ロックイン）を招くおそれがある。パリ協定の2℃目標を達成するためには、現在確認されている化石燃料資源のうち20%～31%しか使えないことになるという報告もあり、そのような場合には、石炭火力発電所などは建設しても十分に稼働できない座礁資産となる可能性がある。実際に、パリ協定に基づく温室効果ガス排出削減に向けて、各国では石炭火力発電所の新設の抑制や既存発電所の廃止の方針等が明らかにされている。このような状況を踏まえると、今後石炭火力発電を建設・稼働する場合には二酸化炭素回収・貯留技術（CCS）等の地球温暖化対策が不可欠になると考えられる。

CCS とは、火力発電所などの人為的排出源から排出される CO_2 を分離・回収・輸送し、地中や海洋等に長期的に貯蔵し、大気から隔離することで CO_2 の排出を抑制しつつ、中・長期的に化石燃料の利用を可能とする技術オプションである。我が国においては、2014 年に閣議決定されたエネルギー基本計画や地球温暖化対策計画においても CCS に取り組むことが示されている。CCS を円滑に導入するためには、大規模排出源の設計・建設の段階から、CO_2 回収設備等を設置するための用地確保や採用する技術の内容に応じた準備を予め行っておく「CCS Ready」を進めておく必要がある。CCS については、世界中で実証や技術開発等が進められており、CCS Ready についても制度構築を行っている国もあるなど、様々な取組が進められている。

本書では、今後石炭火力発電所等の稼働に当たって必要となる CCS Ready に関する情報を広く共有することを目的として、CCS 及び CCS Ready に関する各国や国際団体等及び我が国における取組状況について、既存の文献等に基づき、2016 年 12 月時点での情報の整理を行った。

目 次

1. 本書の背景と位置づけ等

1.1 本書の背景

「気候変動に関する政府間パネル」（IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change）の第5次評価報告書では、気候システムの温暖化については疑う余地がないとされており、これ以上の影響拡大を防ぐための対策が全世界の喫緊の課題となっている。

地球温暖化対策については、2015 年 12 月 12 日に国連気候変動枠組条約第 21 回締約国会議において「パリ協定」が採択された。同協定は 2016 年 11 月 4 日に発効し、我が国は同年 11 月 8 日に同協定を締結している。同協定では長期的目標（世界全体の平均気温上昇を産業革命前に比べて 2℃より十分低く保持すること、1.5℃に抑える努力を追求すること等）が掲げられ、また今世紀後半の温室効果ガスの人為的な排出と吸収のバランスを達成すること等が明示された。本協定に基づき各国が温室効果ガスの排出削減目標を提出し、5 年ごとに更新することとされている。

我が国は、同協定に基づく我が国の貢献として、2030 年度に 2013 年度比 26.0％減（2005 年度比 25.4％減）という温室効果ガス削減目標を掲げており、これを含む地球温暖化対策計画を 2016 年 5 月 13 日に閣議決定している。同計画の中では、「地球温暖化対策と経済成長を両立させながら、長期的目標として 2050 年までに 80％の温室効果ガスの排出削減を目指す」こととされている。

火力発電所は長期的な稼働が見込まれる二酸化炭素（以下「CO_2」という。）の大規模排出源である。このような施設に効果的な温室効果ガス削減対策を行わないまま建設・稼働していくことは、CO_2の高止まり（ロックイン）を招くおそれがある。英国の環境NGOであるCarbon Trackerと国際エネルギー機関（IEA：International Energy Agency）が共同で発表したレポートによると、パリ協定の2℃目標を達成するためには、2050年までにエネルギー起源のCO_2排出量を0.6～0.9兆tに抑えなければならないとされている。一方、現時点の世界で確認されている化石燃料資源をすべて使用するとCO_2排出量は2.9兆tに達することから、2℃目標を達成するためには、現在確認されている化石燃料資源のうち20%～31％しか使えないことになる。2℃目標達成に向け化石燃料資源の利用が制限された場合、これらの使用を前提としている火力発電所などは、建設しても十分に稼働できない座礁資産となる可能性がある。実際に、CO_2の排出が多い石炭火力発電所については、パリ協定に基づく温室効果ガス排出削減に向けて、各国で新設の抑制や既存発電所の廃止の方針等が明らかにされており、例えば、カナダ・英国・フランスでは、石炭火力発電を廃止する方針を表明している。また、世界最大の温室効果ガスの排出国である中国においても、2020年までの非化石エネルギー比率の目標を設定したほか、石炭火力発電を抑制する方針を打ち出している。また、温室効果ガスの排出量が世界第３位のインドも、国の電力計画案において、既に建設中の石炭火力発電所以外には、少なくとも2027年までは石炭火力発電所の新設は不要との見通しを公表している。このような状況を踏まえると、今後石炭火力発電所等については極力その新設や長期運用等を抑制するとともに、新設する場合等にも、効果的な温室効果ガス削減のための技術の採用が不可欠になると考えられる。

これらの施設からの温室効果ガス削減に寄与できる有力な技術オプションとして挙げられるのが、二酸化炭素回収・貯留技術（CCS：Carbon dioxide Capture and Storage）である。IEAの試算では、地球温暖化による気温の上昇を2℃以下に抑制するためには、2015年から2050年までの排出削減量の12％をCCSが担う必要があるとされている[1]。そしてCCSを円滑に導入していくためには、

[1] Energy Technology Perspective 2016, IEA, 2016

大規模排出源の設計・建設の段階から、CO_2回収設備等を設置するための用地確保や採用技術の内容に応じた準備を予め行っておく「CCS Ready」を進めておくことが重要である。

CCSについては、世界中で実証試験や技術開発等が進められており、CCS Readyについても既に制度化を行っている国もある。我が国においても大規模な実証試験が進められており、また、2014年に閣議決定されたエネルギー基本計画において「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」ことが明示され、地球温暖化対策計画においても「2030年以降を見据えて、CCSについては、「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」や「エネルギー基本計画」等を踏まえて取り組む。」と記載されているなど、積極的にCCS及びCCS Readyに取り組んでいくこととれている。

1.2　本書の位置づけと構成

上述のような背景を踏まえ、本報告書は、今後、石炭火力発電等の稼働に当たって必要となるCCS Ready に関する情報を広く共有することを目的として、現時点での CCS 及び CCS Ready に関する各国や国際団体等及び我が国における取組状況について、公表されている情報等に基づき調査を行い、取りまとめたものである。

本書では、①一般的な CCS Ready の定義、②諸外国（英国、ドイツ、米国）における CCS に関する取組状況や CCS Ready に関する政策等、③我が国における CCS に関する取組状況等、④IEA 等の国際機関や GCCSI（The Global Carbon Capture and Storage Institute：世界における CCS の動向について情報収集・発信を行っている非営利法人）が取りまとめている Capture Ready の際に事前検討が必要と整理されている技術事項等について整理を行った。①では、CCS Ready に関する基本的な事項として、一般的な CCS Ready の定義や、発電所に適用する際の具体的な基準等を、既存の文献等に基づき整理した。②では、すでに CCS Ready に関する制度構築を行っている英国、CCS の実証事業に対する一定の制度を整備しているドイツ、多くの CCS 大規模プロジェクトが稼働又は計画されている米国について、各国の CCS や CCS Ready に関する政策や具体的なプロジェクトの状況等を、公表情報等を元にまとめた。なお、米国に関しては、大統領の交代に伴い、また、英国に関しては EU 離脱の決定に伴い、既存の政策の取扱いに不透明性が生じていることには留意が必要である。③では、我が国で現在着手されているプロジェクトの概要や進捗状況、また様々な計画や取りまとめに記載された CCS Ready に関する記述等について、既存資料等に基づき整理した。④では、CCS Ready のうち、諸外国で制度化され最も研究が進んでいる Capture Ready に関して、GCCSI などの国際団体等が整理した CCS の導入に向けて検討が必要とされている技術的事項等を、公開されている情報をもとに整理した。

CCS Readyに関する検討を行う際の技術的な要件等については、国内外で進められている実証事業や技術開発等を踏まえながら、今後検討していく必要がある。

2.　CCS Ready の定義

地球温暖化対策という世界規模での対応が求められている喫緊の課題に対応するためには、石炭火力発電所をはじめとする長期間の稼働が見込まれる大規模な CO_2 排出源について、早期の段階から温室効果ガス削減対策に関する検討を行う必要がある。そのような温室効果ガスの排出削

減に大きく寄与できる技術オプションとして、CCS がある。CCS を将来的に発電所等に導入するためには、CO_2 回収設備等の設備を設置するための用地の確保や将来的に採用が見込まれる技術の内容に応じた準備を、予め、大規模排出源の設計・建設の段階から行っておく必要がある。このように、将来の適切な時期に CCS 設備を追加で設置すること（以下「追設」という。）が可能となるよう準備することを、一般的に「CCS Ready」と呼んでいる。

GCCSI などによると、CCS Ready は、一般に①Capture Ready、②Transport Ready 、③Storage Ready を合わせたものを指すとされている。①Capture Ready とは、大規模排出源からの CO_2 を回収する設備を追設するために必要な用地や実施可能な技術等が確保されていること、必要な認可等が特定されていること、社会的受容に向けた地域との取組が実施されていること等の CO_2 の回収に向けた準備のことを指す。②Transport Ready とは、技術的・経済的に実施可能であり必要な輸送法が確保されていること、必要な認可等の特定や社会的受容に向けた地域との取組が実施されていること等の CO_2 の輸送に向けた準備のことを指す。③Storage Ready とは、貯留サイトが特定されており、技術的・経済的な実施可能性が確保されていること、それに必要な認可等の特定や社会的受容に向けた地域との取組が実施されていること等の CO_2 の貯留に向けた準備のことをいう。

CCS Ready についての検討にあたっては、上記の①～③（Capture Ready/ Transport Ready/ Storage Ready）の違いと関連性を念頭に置いたうえで、実際の事業を行うサイトの特性や技術開発状況を踏まえた議論が必要である。

GCCSI のレポート[2]に基づくと、将来的に CCS を導入するための準備が整えられた、CCS Ready とみなすことのできる発電所（CCS Ready 発電所）について、Capture Ready、Transport Ready、Storage Ready のそれぞれの観点からの具体的な要件は、以下のとおりである。

① Capture Ready 発電所

Capture Ready 発電所は、下記の基準のすべて又は一部を満たすものとする。

(1) 回収されたCO_2の輸送と貯留が、技術的に実現可能な場所に位置する。
(2) 許容範囲内の経済的コストで、ひとつ以上の妥当な技術選択により、CO_2回収設備の追設が技術的に可能である。
(3) CO_2回収に関連する装置、追設に係る工事、CO_2パイプライン又はその他の輸送システムへの輸送を将来的に追加するために、十分な用地が割り当てられている。
(4) 環境、安全及びその他の必要な認可がすべて特定されている。
(5) 将来的な回収設備に関連する社会的受容（PA：Public Acceptance）と市民関与の取組が実施されている。
(6) 将来的なプラント追設及び回収の実施に必要な装置、資材、サービスの供給源が特定されている。
(7) Capture Readyが、報告書や記録に文書化されているとおりに、長期に渡って維持又は改善されている。

[2] Defining CCS Ready: An Approach to an International Definition, GCCSI, 2010

② **Transport Ready 発電所**

Transport Ready 発電所は、下記の基準のすべて又は一部を満たすものとする。

(1) 候補となる輸送法により、許容範囲内の経済的コストで、回収したCO_2を供給源から地層貯留予定の地点まで輸送することが技術的に可能である。
(2) 輸送ルートが実現可能である、通行権に係る権利等の取得が可能である、競合が起こる可能性のある地表及び地中の利用が特定／解決されている。
(3) 輸送に関する環境、安全及びその他の必要な認可がすべて特定されている。
(4) 将来的な輸送設備に関連する社会的受容（PA）と市民関与の取組が実施されている。
(5) 将来的な輸送の実施に必要な装置、資材、サービスの供給源が特定されている。
(6) Transport Readyが、報告書や記録に文書化されているとおりに、長期に渡って維持又は改善されている。

③ **Storage Ready 発電所**

Storage Ready 発電所は、下記の基準のすべて又は一部を満たすものとする。

(1) ひとつ以上の貯留サイトで、許容範囲内の経済的コストで、回収されたCO_2の最大量を地層貯留することが技術的に可能であり、商業的に利用可能であることが確認されている。
(2) 適切な貯留可能量､圧入可能性及び貯留完全性を貯留サイトが有していることが示されている。
(3) 貯留サイトの地表及び地中の利用で競合が起こる可能性について特定／解決されている。
(4) 環境、安全及びその他の必要な認可がすべて特定されている。
(5) 将来的な貯留に関連する社会的受容（PA）と市民関与の取組が実施されている。
(6) 将来的な貯留の作業に必要な装置、資材、サービスの供給源が特定されている。
(7) Storage Ready が、報告書や記録に文書化されているとおりに、長期に渡って維持又は改善されている。

3. 諸外国におけるCCS Readyに関する取組状況等

次の 3 か国を対象に CCS Ready に関する取組状況について調査を行った。

国　名	特　徴
英　国	CCS Ready に関する制度が存在する。
ドイツ	CCS の実証事業に対する規程が存在する。
米　国	CCS の大規模実証プロジェクトが多く存在する。

なお、米国に関しては、大統領の交代に伴い、また、英国に関しては EU 離脱の決定に伴い、既存の政策の取扱いに不透明性が生じていることには留意が必要である。

調査は、以下の項目を対象とし、その結果の概要を「CCS Ready に関する取組状況等」として、各国ごとに表 3-1～表 3-3 にまとめた。次節よりその詳細を記載する。

大項目	小項目
１．気候変動対策等に関する状況	・気候変動対策 ・電源構成
２．CCS 導入に関する制度等の状況	・ CCS に関する法整備 ・ インセンティブプログラム ・ 貯留層の有無 ・ その他（既存の関連規制、インフラ等）
３．CCS に関する具体的なプロジェクト等の状況	・ プロジェクト件数 ・ 主要プロジェクトの進捗 ・ 社会的受容性（Public Acceptance）上の特性
４．発電所に係る CCS Ready の取組状況	

表 3-1 英国の CCS Ready に関する取組状況等

1. 気候変動対策等に関する状況	
気候変動対策	2050 年までに最低 80%の温室効果ガス削減（1990 年比）を公約。
電源構成	石炭 23%、天然ガス 30%、原子力 21%、再生可能エネルギー25%（2015 年）。2019 年以降に CCS 設備を備えた火力発電所が稼働を開始するとの予想だが、主要電源は再生可能エネルギーとなる見込み。なお、CO_2 排出量削減の対策が施されていない既存石炭火力発電を 2025 年までに閉鎖する方針を示した。
2. CCS 導入に関する制度等の状況	
CCS に関する法整備	CCS 許認可制度と CCS Ready 制度の整備が完了。 貯留した CO_2 に対する責任は閉鎖後 20 年間の監視後に、事業者から政府へ移転。
インセンティブプログラム	複数のインセンティブプログラムで CCS を支援。 低炭素技術による発電を促進する「Electricity Market Reform」を実施中。
貯留層の有無	北海沖に最大 140 億 t、沖合油・ガス田を含めると 220 億 t 以上。 陸域の容量は少ない。
その他の考慮すべき事項	－
3. CCS に関する具体的なプロジェクト等の状況	
CCS のプロジェクト件数	現在進行中の大規模 CCS プロジェクトは 2 件で、このうち 1 件は新設発電所、もう 1 件は CCS 付設工業地域における様々な排出源。なお、「White Rose CCS Project」、「Peterhead Gas CCS Project」及び「Don Valley Power Project」は、2015 年の「CCS Commercializaiton Competition」中止決定を受けて、中止、停止又は保留となった。
主要プロジェクトの進捗	進行中の 2 件は未操業であるが、どちらも 2020 年代中に操業開始見込み。
社会的受容（PA）上の特性	住民の反対運動等は特に確認できない（CCS が陸地から離れた北海沖で行われていることにも関係があると考えられる）。
4. 発電所に係る CCS Ready の取組状況	
	「Electricity Act 1989」等において CCS Ready を制度化済み。火力発電所の新設・改設時に以下を要求。 ・将来の CO_2 回収施設設置用地の確保 ・CO_2 回収施設追設に係る技術的実行可能性の評価 ・CO_2 回収施設追設に係る経済的実行可能性の評価 ・沖合貯留層の提示 ・CO_2 輸送に係る技術的実行可能性の評価 ・有害物質取り扱い許可の取得 ・上記要件の維持確認のための定期的な報告 2011 年に発行された政策文書「National Policy Statement」において、今後新設される 30 万 kW 以上の化石燃料焚発電所は、最低でも 30 万 kW の発電容量に相当する CO_2 を回収できる規模の CCS の実施が求められている。 2013 年 12 月に「Energy Bill 2012-13」が成立したことにより、新設の化石燃料焚発電所に CO_2 排出基準（450gCO_2/kWh）が課せられることとなった。既設発電所が稼働期間延長に寄与する改修等を行った場合（新設許可を要しない）についても、この基準が適用される。

表 3-2 ドイツの CCS Ready に関する取組状況等

1. 気候変動対策等に関する状況	
気候変動対策	2050 年までに 80～95％の温室効果ガス削減（1990 年比）を公約。 福島の原子力発電所事故後、当時稼働中の原子力発電所のうち、最も古い 7 つの原子力発電所が即時停止、及びこれらに 2011 年 6 月に修理中の 1 つの原子力発電所を加えた 8 つの原子力発電所の閉鎖を決定。その後 2012 年には、さらに稼働中の原子力発電所 9 基の段階的廃止と再生可能エネルギーの拡大が決定。
電源構成	石炭（無煙炭、褐炭・亜炭）42%、天然ガス 9%、原子力 14%、再生可能エネルギー（風力、バイオマス、水力、太陽光等）29%（2015 年）。 2050 年には電源構成に占める再生可能エネルギーを最大 80%とするとの目標が立てられている。
2. CCS 導入に関する制度等の状況	
CCS に関する法整備	CCS の実証・研究事業のみ対象の「CCS Act」が成立。各サイトの年間貯留可能量は 130 万 t（国全体で 400 万 t）に制限。 貯留した CO_2 に対する事業者責任は、閉鎖後最低 40 年。
インセンティブプログラム	CO_2 削減技術の研究開発事業へのインセンティブプログラムがある。
貯留層の有無	陸域と北海沖に63～128億t（90～10%の確度）又は93億t（50%の確度）、枯渇ガス田には2,750億tと試算。
その他の考慮すべき事項	原子力発電・火力発電を中心としたエネルギー政策が転換され、2011年以降、再生可能エネルギーとエネルギー効率分野拡大に向けた環境整備のための法改正が続いている。
3. CCS に関する具体的なプロジェクト等の状況	
CCS のプロジェクト件数	貯留を対象とした研究開発プロジェクトが 1 件、CO_2 回収プロジェクトが 1 件進行中。
主要プロジェクトの進捗	研究開発プロジェクト「CO2SINK」が 2004 年に開始、約 7 万 t を貯留。現在は「COMPLETE」プロジェクトとして監視と閉鎖の研究中。 Wilhelmshaven プロジェクトが 2012 年に開始し、回収試験を実施中。
社会的受容（PA）上の特性	Vattenfall による Jänschwalde プロジェクトが 2011 年に中止。住民の反対が理由と考えられている。 ドイツでは電力の大規模インフラ設備プロジェクトは住民の反対が起こりやすいとされている。
4. 発電所に係る CCS Ready の取組状況	
	「CCS Act」等において CCS Ready を制度化済み。火力発電所の新設・改設時に以下を要求。 ・適切な貯留層の利用可能性調査 ・CO_2 輸送施設の利用可能性調査 ・CO_2 回収・圧縮技術の利用可能性調査 ・上記 3 点を満たす場合、CO_2 回収・圧縮装置追設用地の確保

表 3-3 米国のCCS Readyに関する取組状況等

1. 気候変動対策等に関する状況	
気候変動対策	コペンハーゲン合意（2009年）に基づき、2020年までに17%、2050年までに83%の温室効果ガス削減（2005年比）を公約。その後、パリ協定（2016年）に基づき、2025年までに26～28%の温室効果ガスを削減する（2005年比）目標を公約。 2015年に火力発電所の新設を対象とした排出性能基準、及び既設を対象とした排出量削減計画を公表するも、係争中。既設発電所に関しては最高裁判所による判断で一時差し止め。
電源構成	石炭33%、天然ガス33%、原子力20%、再生可能エネルギー13%、石油1%（2015年）。2040年には、石炭火力発電が減少し、天然ガス・石油火力発電の占める割合が最も多くなるとの予測。再生可能エネルギーによる発電は、13%（2015年）から30%前後に拡大する予測。
2. CCS導入に関する制度等の状況	
CCSに関する法整備	貯留については、「Safe Drinking Water Act」に基づく規制である「Underground Injection Control Program」でCO_2圧入井の建設・稼働許可制度が設けられた。事業者の管理期間は、原則圧入停止後最低50年間。
インセンティブプログラム	複数のインセンティブプログラムでCCSを支援。 石炭ガス化発電やCO_2回収・貯留事業への税優遇制度がある。
貯留層の有無	およそ3兆tの貯留容量。 メキシコ湾岸域に全米の59%の容量が賦存。
その他の考慮すべき事項	CCSの関連産業及びインフラ（CO_2の回収（天然ガス精製等）、輸送（既設CO_2パイプラインが7, 200km以上）、貯留（EOR：Enhanced Oil Recovery。石油増進回収という。））が既に整っている地域もある。
3. CCSに関する具体的なプロジェクト等の状況	
CCSのプロジェクト件数	12の大規模CCSプロジェクトが実施又は計画中。
主要プロジェクトの進捗	稼働中の大規模CCSプロジェクトは8件。2017年に、新たに2件（うち1件は発電所のCCS）が、操業開始予定。
社会的受容（PA）上の特性	「The Andersons Marathon Ethanol（TAME）project」が中止となったのは、貯留地周辺住民の反対が影響したともいわれている。一方、プロジェクトのほとんどがEORであるためか、その他目立った反対運動は確認できない。
4. 発電所に係るCCS Readyの取組状況	
	2015年8月、EPAが「Clean Air Act」に基づく、新設、再建、改修火力発電所に対するCO_2の新規排出源性能基準、及び既存発電所に対するCO_2排出量を制限するClean Power Plan（CPP）のそれぞれについて最終規則を発表し、同10月に公布。新設の石炭火力発電所に対する排出基準は1,400lb CO_2/MWh（635gCO_2/kWh、12ヶ月の運転期間の平均値）であり、超臨界圧微粉炭発電所で排出されるCO_2の約20%を回収することで達成できると想定。既設の石炭火力発電所に対するCPPでは発電部門において達成すべきCO_2の排出性能基準を各州について個別に設定しており、基準を達成するための計画の提出を求めている。CPPによって、発電部門におけるCO_2の排出量を2030年には32%削減（2005年比）できる見込み。ただし、両方の規則とも現在係争中であり、さらにCPPは最高裁判所による一時差し止めの決定が下され施行が保留状態となっている。

3.1　英国の CCS Ready に関する取組状況等

3.1.1 気候変動対策等に関する状況

(1) 気候変動対策

京都議定書の第一約束期間において 12.5%（1990 年比）の温室効果ガス削減義務を負う英国は、2000 年 11 月に、気候変動税（Climate Change Levy）等の温室効果ガス削減策を盛り込んだ「2000 United Kingdom Climate Change Programme」を公表した。このプログラムでは気候変動税のほか、国内企業を対象とした「Emissions Trading System」が含まれていた[3]。

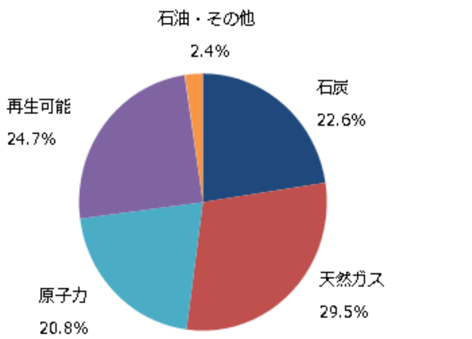
2006 年には、2050 年までの「60%程度」削減が新たな削減目標として「Energy Review Report 2006」において発表され、さらに 2008 年に制定された「Climate Change Act 2008」では、この目標が「最低 80%」へと引き上げられている。2011 年には、CCS や再生可能エネルギー、低炭素削減技術の普及を目的に電力の固定価格買取制度等を盛り込んだ「Electricity Market Reform」が発表され、現在「Feed-in Tariff with Contract for Difference（FIT-CfD）」と「Capacity Market」の 2 つのメカニズムで構成されている（後述）。英国政府は、2016 年 11 月にパリ協定を締結している。

なお、2016 年 7 月のテリーザ・メイ新政権発足による省庁再編成に伴い、これらの政策の推進に中心的な役割を果たしてきたエネルギー気候変動省（DECC）とビジネス・イノベーション技術省（BIS）の一部が統合され、ビジネス・エネルギー産業戦略省（BEIS）が新設された。DECC の保持していたエネルギー及び気候変動に関する権限は現在 BEIS に継承されている。

(2) 電源構成

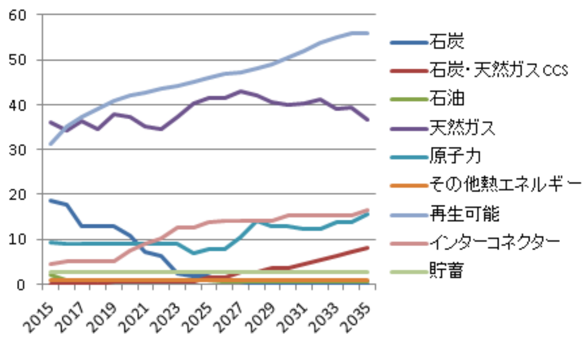
2015 年の英国における燃料種別の電源構成は図 3-1 のとおりであり、天然ガス火力発電の割合が約 30%で最も高く、続いて再生可能エネルギーが約 25%、石炭火力発電は約 23%、原子力は約 21%となっている。

DECC が 2015 年に発表した 2035 年までのエネルギー需要と温室効果ガス排出量の予測では、2019 年以降に CCS 設備を備えた石炭・天然ガス火力発電所が稼働を開始し、また、同年前後に再生可能エネルギーが主要電源となる（図 3-2）。さらに、2016 年には CO_2 排出削減の対策が施されていない既存の石炭火力発電所を 2025 年までに閉鎖する方針が示されており、そのためのコンサルテーションが英国政府より発表された[4]。



出典：DECC（2016）[5]より作成

図 3-1 英国における電源構成（2015 年）



出典：DECC（2015）[6]より作成

図 3-2 英国の電源構成予測（2015 年）

[3] この制度は後に EU ETS と統合した
[4] Coal Generation in Great Britain The pathway to a low-carbon future: consultation document, BEIS, 2016
[5] UK Energy Statistics, 2015 & Q4 2015, DECC, 2016
[6] Updated Energy and Emissions Projections Report 2015, Annex L: Total Electricity Capacity, DECC, 2015

3.1.2 CCS導入に関する制度等の状況

(1) CCS に関する法整備

英国は EU の「CCS Directive」[7]に基づく国内担保法の整備にいち早く着手し、2009 年中には CCS の許認可制度と火力発電所に CCS 設備の追設準備を求める CCS Ready 制度（後述）の整備をほぼ完了している。

許認可制度は、石油生産事業の許認可について規定した「Energy Act」等の改正により設けられ、沖合の貯留サイト候補の調査や CO_2 の圧入等を行う事業者は、当局の許可を必要とすることとなった（図 3-3）。

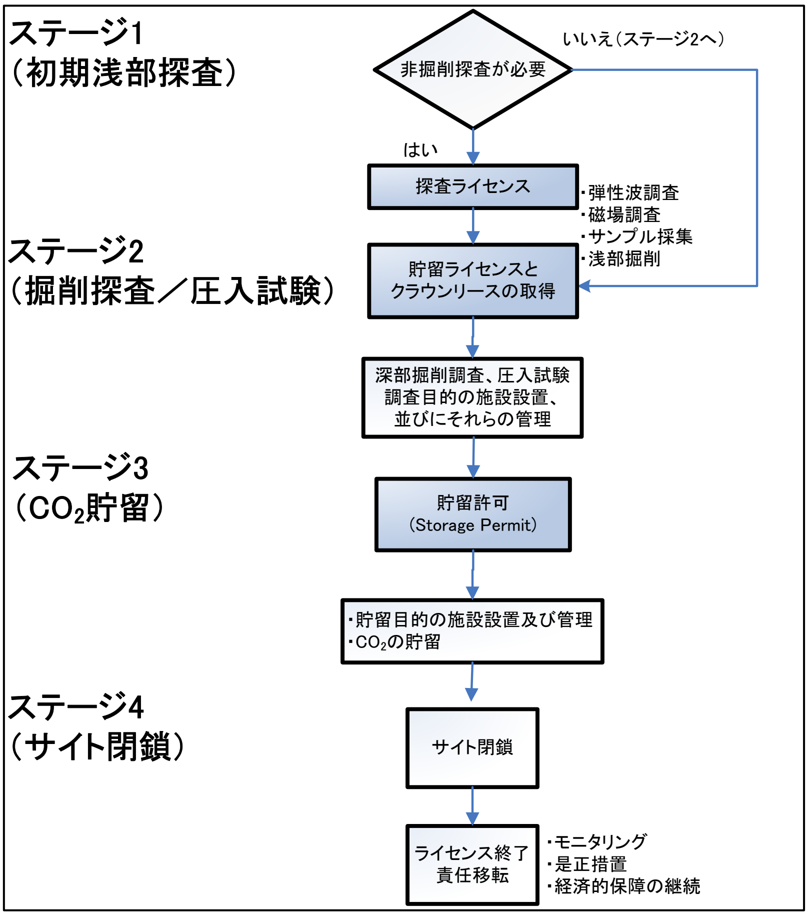


図 3-3 Energy Act における CCS の許可に関するフロー[8]

CO_2 圧入終了後の事業者の責任について同法は、EU の「CCS Directive」と同様に、最低 20 年間の監視後に CO_2 の完全な封じ込めが確認できること等の条件が満たされた場合、政府に移転することができるとしている。

(2) インセンティブプログラム

英国における CCS 事業は、EU 主導の低炭素技術に対する様々なインセンティブプログラムを通して支援を受けている。例えば、革新的技術開発・研究、クリーンなエネルギーの創造を支援

---

[7] 正式名称「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」

[8] 石油生産事業者等が既存知見を保有する地点で CCS を行う場合、ステージ 1 と 2 は免除される。

する「Horizon 2020[9]」、エネルギーインフラプロジェクトを支援する「European Energy Programme for Recovery」や、CCS・再生可能エネルギーに関するプロジェクトを支援する「New Entrants' Reserve 300 (NER300) 」及び「NER400 Innovation Fund」等である。過去に NER300 から英国の CCS プロジェクト 1 件（White Rose CCS Project）に資金援助がなされた実績がある。NER400 は、この NER300 の後継プログラムとして支援対象分野を拡大したものである。

これに加えて英国は 2012 年、CCS の商用展開に向けて今後 10 年間の作業工程を示した「CCS Roadmap」を発表し、その中で以下のインセンティブプログラムの設置に言及している。

・CCS Commercialisation Competition

「CCS Commercialisation Competition」は、総額 10 億ポンドの予算で、商用規模の CCS 設備の設計、建設及び稼働に向けた試験を実施する事業者への資金提供を目的としていたが、2015 年 11 月に中止された。それに伴い、本プログラムの候補に選ばれていた「Peterhead CCS Project」と「White Rose CCS Project」の両プロジェクトの操業が見送られることとなったが、当面の英国における炭素排出量削減は、原子力・再生可能エネルギーの利用の促進、エネルギーの需要削減、石炭からガスへの移行で対応されることとなった。しかし、この中止は英国における CCS 操業が永久的に停止されることを示唆するものではなく、英国政府は、長期的な炭素削減のためには CCS が重要な役割を果たす可能性があるとの見解を示している[10]。

・CCS R&D Programme

2011 年からの 4 年間、「CCS R&D Programme」が、「CCS Commercialisation Competition」のプログラムを補完するために設置され、CCS の基礎研究事業、開発・応用研究事業、及び実証事業の 3 つの事業分野への資金提供がなされた。支援対象の事業者は公募によって選定され、多くの研究プロジェクトがこのプログラムを通して資金援助を受けた。

なお、具体的な施策は示されていないものの、「CCS Roadmap」では CCS の商用展開に向けた英国政府の公約として、CCS に係る費用とリスクの低減、市場枠組みの構築、電力業界と産業界に存在する障壁の撤廃を掲げている。

これらインセンティブプログラム以外にも、英国では、炭素削減や低炭素発電、及び CCS 事業の広範な展開につながるような制度が設けられている。例えば冒頭で概略した「Electricity Market Reform」では、電力自由化の影響で価格変動が起こりやすくなり、低炭素発電技術への投資が阻害されていたことから、CCS を含む低炭素技術で生産された電力を固定価格で買い取ることにより長期的な収入安定化を目指す制度である「FIT-CfD」が設けられている。電気事業者は、政府指定機関とあらかじめ行使価格を決定した後、通常の市場ルート通じて市場価格にて電力小売り事業主に販売する。FIT-CfD は、市場価格が行使価格を下回った際、発電事業者は差額を政府指定機関から補助として受け取り、市場価格が行使価格を上回った際は発電事業者が差額を小売業者に返還する仕組みである。

なお、不安定な電力供給への懸念を避けるため、バックアップ電源として、一定程度の火力発電を確保するための「Capacity Market」制度も設けられている。

9 英国が EU 加盟国である間は資金援助を受けられる。特定のプロジェクトは EU 離脱後も資金援助の保証がある。

10 The future of carbon capture and storage in the UK: Government Response to the Committee's Second Report of Session 2015-16, House of Commons Energy and Climate Change Committee, 2016

(3) 貯留層の有無

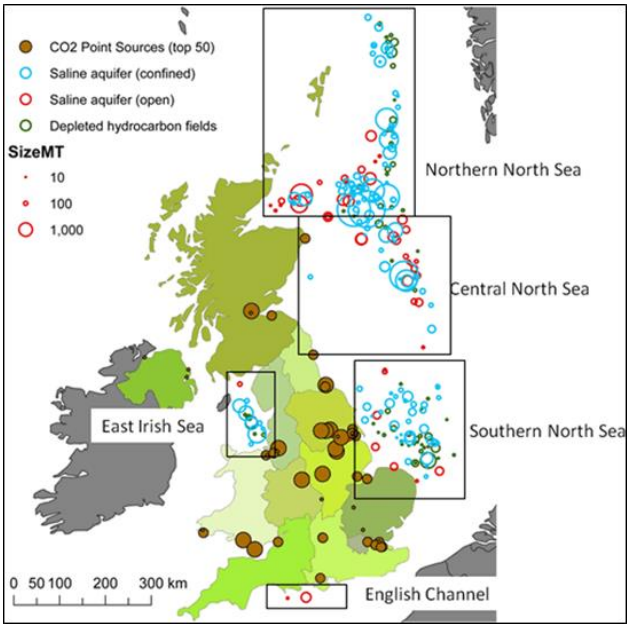
2006 年に貿易産業省（DTI）が発表した CO_2 貯留層調査結果[11]によれば、北海沖の帯水層に最大 140 億 t 以上の貯留容量が確認されており、その他の沖合の油・ガス田等の容量も含めると、220 億 t 以上の貯留容量があることがわかっている。一方で、陸域の貯留層については、潜在的容量は少ないと考えられている（表 3-4）。

表 3-4 英国における貯留容量

貯留層種類	場所	容量（百万 t）
油田	沖合	1,175
ガス田	沖合	5,140
ガス・コンデンセート層	沖合	1,200
塩水層	沖合	最大 14,250
	東部アイリッシュ海	最大 630
	北部及び中央北海盆並びにその他の沖合盆	数値化されていないが、潜在的に豊富な容量がある見込み
	陸域	数値化されていないが、潜在的な容量は少ない見込み
合計		最大 22,395

出典：DTI（2006）より作成

さらに英国では 2011 年、「UK Storage Appraisal Project」を開始し、同国内の 500 以上の貯留適地に関するデータベースが作成された（図 3-4)。このデータベース（CO_2 Stored ウェブサイト[12]）は 2013 年よりオンライン上で公開されており、今後も適宜アップデートされることとなっている。



出典：CO_2 Stored ウェブサイト [12]

図 3-4 英国の CO_2 貯留適地

[11] Industrial carbon dioxide emissions and carbon dioxide storage potential in the UK, DTI, 2006

[12] CO_2 Stored ウェブサイト（http://www.co2stored.co.uk/home/index）

3.1.3 CCSに関する具体的なプロジェクト等の状況

(1) CCS のプロジェクト件数

GCCSI[13]によれば、英国では 2016 年 10 月現在、「Caledonia Clean Energy Project」及び「Teesside Collective Project」の 2 件の大規模 CCS プロジェクトが進行しており、両プロジェクト共に最終投資決定前の計画評価中で、2020 年代にはいずれも操業を開始する予定である。これら 2 件のうち前者は発電所から CO_2 を回収するプロジェクトであり、後者は、ヨーロッパ初の CCS 設備が整った工業地帯の創設を目指すプロジェクトである。

(2) 主要プロジェクトの進捗

これまで示したとおり、CCS に係る制度が整備され貯留適地も多く、CCS を実施するに当たって好ましい環境が整っている。前述のとおり、現在、発電所からの CO_2 回収が予定されているものと工業地域の複数の排出源から発生する CO_2 を回収・輸送・貯蔵するプロジェクトの２件が計画されている（表 3-5）。

なお、これまで英国では、2015 年の CCS Commercialisation Competition の中止により操業が見送られたこと等により、近年 3 件の大規模 CCS プロジェクトが中止、停止又は保留となっている。今後の英国における CCS プロジェクトの進捗に関しては、EU 離脱後の英国内外の経済動向も併せて注視する必要がある。

表 3-5 英国における主要 CCS プロジェクトの状況

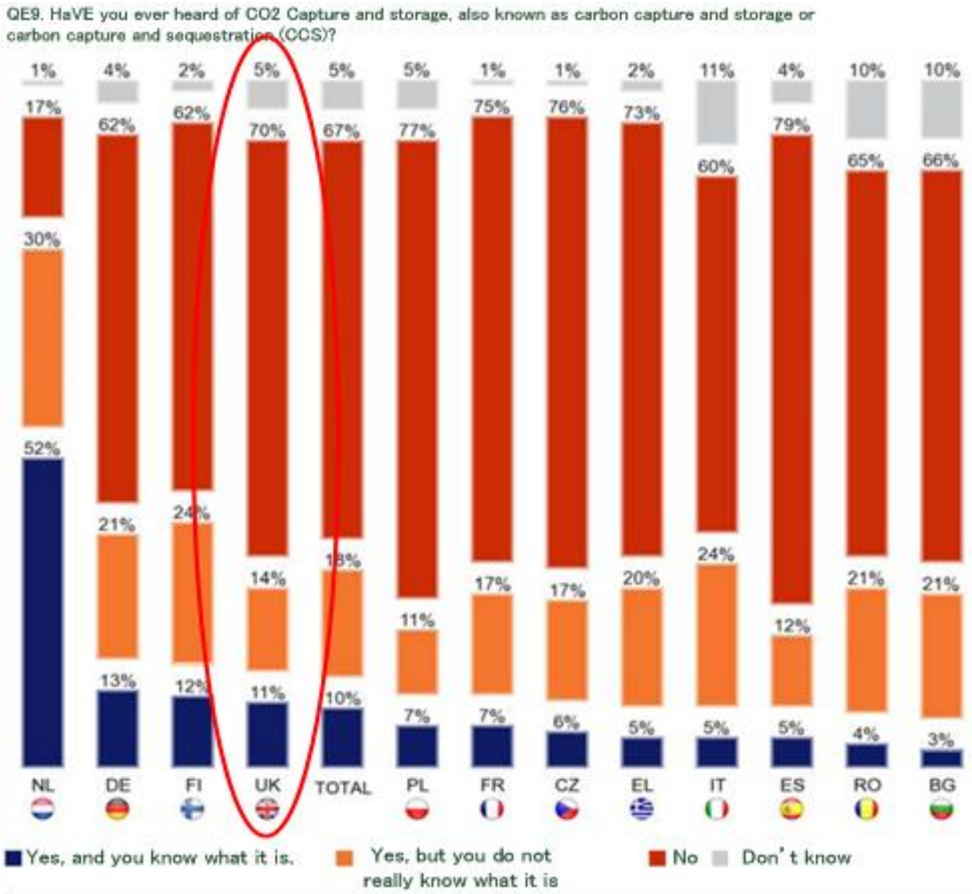
名　称	回収タイプ	CO_2 量（MTPA）	貯留タイプ	操業年	備　考
Caledonia Clean Energy Project	燃焼前	3.8	沖合深部塩水層	2022	新設 IGCC 発電設備から CO_2 回収、沖合輸送・貯留する。
Teesside Collective Project	多様	2.8	沖合深部塩水層	2020's	英国初の CCS 設備が整った工業地域を創設。その地域の産業施設から排出される CO_2 を従来の技術で回収し、パイプラインで輸送・貯蓄する。
Peterhead Gas CCS Project	燃焼後	1	沖合枯渇油ガス田	停止（当初予定：2019-2020）	CCS Commercialisation Competition の中止により操業見送り。
White Rose CCS Project	酸素燃焼（超臨界石炭火力発電）	2	沖合深部塩水層	中止（当初予定：2020-2021）	CCS Commercialisation Competition の中止による影響で、今後の資金援助の見込みがないためプロジェクト中止。
Don Valley Power Project	燃焼前	1.5	EOR	保留（当初予定：2020）	新設 IGCC 発電設備から CO_2 回収、北海での EOR に利用する。上記 2 つのプロジェクト中止の影響を受け、保留中。

出典：GCCSI（2016）[13] 及び GCCSI のウェブサイトのプロジェクトデータベース[14]をもとに作成

[13] Global Status of CCS 2016, GCCSI, 2016
[14] GCCSI のプロジェクトデータベース（https://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects）

(3) 社会的受容(Public Acceptance)上の特性

2011 年に欧州委員会が実施した調査[15]によれば、英国における CCS の認知度は「聞いたことがある」(11%)、「聞いたことはあるがよく知らない」(14%)、「聞いたことがない」(70%)、「分からない」(5%)となっている(図 3-5)。



出典:SPECIAL EUROBAROMETER 364(2011)[15] をもとに作成

図 3-5 英国における CCS の認知度(13,091 回答)

また、英国ではこれまでに多くの CCS プロジェクトが立案され、現在も 2 件の大規模プロジェクトが進められている中で、住民の反対運動等が起きている事実は確認することができない。これは、同国における CCS が陸地から離れた北海沖で行われていることにも関係があると考えられる。

なお、同国では、2012 年、スコットランドにおいて海底下からの CO_2 漏出実験[16]が実施されたが、事前の十分な社会的受容(PA)のための活動もあり、特段の反対は起きていない。

3.1.4 発電所に係るCCS Readyの取組状況

先述のとおり英国では EU の「CCS Directive」及び CO_2 排出削減目標を達成すべく掲げた「Clean Coal」への対応として、EU 諸国でいち早く CCS Ready を制度化している。この制度は発電所設置許可等について規定した「Electricity Act 1989」の改正により行われ、今後火力発電所の新設又は改修許可を申請する事業者は、当該発電所が以下の CCS Ready の要件を満たすことを証明するよ

[15] SPECIAL EUROBAROMETER 364, Public Awareness and Acceptance of CO_2 capture and storage, 2011

[16] 「QICS プロジェクト」(漏出実験を 2012 年夏季に実施、http://www.bgs.ac.uk/qics/home.html)

う義務付けられた。

・将来の CO_2 回収施設設置用地確保

・CO_2 回収施設追設に係る技術的実行可能性の評価

・CO_2 回収施設追設に係る経済的実行可能性の評価

・沖合貯留層の提示

・CO_2 輸送に係る技術的実行可能性の評価

・有害物質取り扱い許可の取得

・上記要件の維持確認のための定期的な報告

英国の CCS Ready は「Carbon Capture Ready (CCR)」の呼称を用いているものの、上で示した要件は CO_2 の回収のみならず、輸送・貯留についても触れていることから、実際には「Carbon Capture and Storage Ready」を要求しているともいえる。CCR の付設は、2009 年 4 月以降に申請及び審査がされている発電容量 30 万 k W 以上の新設発電所に要求されている。下田（2013）[17]によると、2009 年以降 7 件のガス化複合発電プラントの新設案件が認可されており、申請に際して事業者は CCR に関連した要求事項への対応を示し、将来的に CCS が実行可能であることを示している。

なお、2011 年に発行された化石燃料焚発電所に係る政策文書「National Policy Statement」では、今後新設される石炭焚発電所については、建設許可条件として、総出力 30 万 kW 以上の発電所に対し、最低でも出力 30 万 kW の発電所からの排出量に相当する CO_2 を回収できる以上の規模の CCS（CO_2 の回収から貯留まで行う CCS）を要求することを明記した。総出力が 30 万 kW に満たない発電所については、その全排出量が CCS の対象となる。

加えて、2013 年 12 月には、化石燃料焚発電所に対する CO_2 排出基準を設ける「Energy Bill 2012-2013」を受けて「Energy Act 2013」が成立した。ここでの基準は 450gCO_2/kWh となっており、新設発電所はもちろんのこと、既設発電所が稼働期間延長に寄与する改修等を行った場合も、これが適用されることとなっている。この基準は 2044 年まで継続される。

英国においては、Capture Ready に関するガイダンス[18]が 2009 年に DECC により策定されており、2010 年に Imperial College からそれに対するレビューが第 3 者評価として出されている。その中で、特に早期の検討が必要とされている「CO_2 回収施設設置用地の確保」について、以下にまとめた。

①DECC のガイダンス

同ガイダンスでは、将来の CO_2 回収施設設置用地が確保されていることを証明するために、事業者は以下の内容を盛り込んだサイト計画（図面）を提出する必要があるとされている。

- 燃焼施設の占有面積
- 排気分離装置すべてを含めた回収施設の位置
- CO_2 圧縮設備の位置
- 化学溶液等の貯蔵施設の位置
- CO_2 パイプラインのサイトからの出口点

[17] 化石燃料発電所立地における CCS Ready の規制化-各国動向と英国電力事業者の対応事例-電力中央研究所報告，下田昭郎，2013

[18] Carbon Capture Readiness (CCR) A guidance note for Section 36 Electricity Act 1989 consent applications URN 09D/810, DECC, 2009

また、同ガイダンスでは、IEA Greenhouse Gas R&D Programme（IEAGHG）の報告書[19] を参考にして、回収施設を追設する場合の敷地面積の参考値を示している（表 3-6）。これは約 500MW（送電端）のプラント容量を仮定して推定されたものとされており、回収プロセスが追加されたことによる送電端出力の低下は考慮していない。

表 3-6 Capture Ready 発電所の用地面積の参考値

<table>
<tr><th></th><th></th><th>燃焼後回収
CCGT</th><th>燃焼前回収
CCGT</th><th>酸素燃焼
CCGT</th><th>燃焼後
USCPF</th><th>CO_2 回収
IGCC</th><th>酸素燃焼
USCPF</th></tr>
<tr><td>発電施設 [20]
(a)</td><td>m
(ha)</td><td>170×140
(約 2.4)</td><td>同左</td><td>同左</td><td>400×400
(約 16)</td><td rowspan="2">475×375
(約 18)</td><td>400×400
(約 16)</td></tr>
<tr><td>CO_2 回収施設
(b)</td><td>m
(ha)</td><td>250×150
(約 3.8)</td><td>175×150
(約 2.6)</td><td>80×120
(約 1.0)</td><td>127×75
(約 1.0)</td><td>80×120
(約 1.0)</td></tr>
<tr><td>全施設
(a+b)</td><td>ha</td><td>約 6.2</td><td>約 5.0</td><td>約 3.4</td><td>約 17</td><td>約 18</td><td>約 17</td></tr>
</table>

CCGT ：複合発電ガスタービン（Combined Cycle Gas Turbine）
USCPF ：超臨界微粉炭燃料（Ultra Supercritical Pulverized Fuel）
IGCC ：石炭ガス化複合発電（Integrated Gasification Combined Cycle）

出典：DECC (2009)[18] より作成

②Imperial College におけるレビュー

DECC は同ガイダンスに関して、第三者評価として Imperial College による上記数値の評価を公表している[21]。これは IEAGHG の報告書以降に発表された用地面積に関わる 4 つの文献をレビューすることにより表 3-6 の数値の妥当性を評価したもので、以下を含む提案を行っている。

- 石炭火力発電所に関しては、示された用地面積に対してその縮小は推奨しない。
- CCGT の燃焼後回収の追設に関して示されたデータは、追設前 500MWe 出力の同設備のプラントに対して、少なくとも 36 %縮小されるべきである。ただし、この縮小幅は異なる仮定の下では（例：追設後 500MW（送電端）に対しては）当てはまらない。

上記提案の理由として、石炭火力発電所への CCS の追設に関しては、IEAGHG 以降の文献は全て IEAGHG よりも大きな用地面積を提示していること、及び設備やプラント容量など様々な仮定の違いにより比較することは難しいことが挙げられている。

また、CCGT プラントに関しては、情報が限られているとした上で、その燃焼後回収について、IEAGHG の報告書ではその根拠とする文献[22]から数値を引用する際に発電容量の補正がされなかったこと、及びその研究では 2 つのガスタービンに CO_2 回収装置が 8 トレインついており、コラムのサイズに対して保守的、もしくは時代遅れであることが挙げられている。

[19] CO2 capture as a factor in power plant investment decisions. 2006/8. IEAGHG, 2006
[20] 石炭焚きについては、燃料貯蔵・取扱所を含む。灰分処理池は含まない。
[21] “Assessment of the validity of Approximate minimum land footprint for some types of CO_2 Capture plan” provided as a guide to the Environment Agency assessment of Carbon Capture Readiness in DECC’s CCR Guide for Applications under Section 36 of the Electricity Act 1989, Imperial College, 2010
[22] Retrofit of CO_2 Capture to Natural Gas Combined Cycle Power Plants, IEAGHG, 2005

3.2 ドイツの CCS Ready に関する取組状況等

3.2.1 気候変動対策等に関する状況

(1) 気候変動対策

ドイツでは、旧東ドイツ側のエネルギー効率が東西合併後に著しく上昇したこと等により、2000年代半ばの国全体の温室効果ガス排出量はマイナス 18%（1990 年比）となっていた。旧東ドイツ側の発電設備等の整備が進み温室効果ガス削減が鈍化し始めた 2007 年に、連邦政府は 2020 年までに40%削減するとの目標を掲げ、発電所へのCCS設備の設置等を含む29のエネルギー施策「The Integrated Climate and Energy Program」[23]を発表した。

2010 年には、新たなエネルギー政策「Energy Concept」を発表し、2050 年までに 80～95%の温室効果ガス削減目標を掲げ、この目標達成手段として、原子力発電所の稼働年数の延長や再生可能エネルギーの拡大のほか、高効率の CCS Ready の発電所等を挙げていた。

しかしながら、2011 年の福島県における原子力発電所事故を受け、当時稼働中であった最も古い 7 つの原子力発電所を即時停止し、2011 年 6 月には「Atomic Energy Act」の改正により、これら 7 つに修理中であった Krümmel 原子力発電所を加えた 8 つの原子力発電所を閉鎖することが決定した[24]。その後、2012 年に新たなエネルギー政策「Germany’s New Energy Policy」[25]が示され、当時稼働中であった残り 9 つの原子力発電所を 2022 年までに段階的に廃止すること[26]、再生可能エネルギーへの投資を拡大すること、再生可能エネルギーのバックアップ電源として火力発電所を新設すること等が今後行われることとなった。

2015 年には、ドイツのエネルギー転換のための電力市場に関する白書である「An electricity market for Germany’s energy transition」[27]を公表し、「Combined Heat and Power Act」の改正の指針の一つとして、CO_2 削減のため、コジェネレーションシステム（CHP）を新設する場合には石炭から天然ガスへの燃料転換を推進することが含まれている。また、「Electricity Market Act」によって発電容量予備力（capacity reserve）を導入し、2016 年以降、ドイツ国内の褐炭火力発電所 8 か所（褐炭火力発電所全体の 13%を占める 2.7GW に相当）を発電容量予備力として市場から除外し、その後、これらの発電所は閉鎖する方針であることを示した[28]。なお、この一部の褐炭火力発電所を市場から除外する方針は、市場の競争を歪曲する懸念などから、欧州委員会の国家補助（State aid）の規則に抵触する可能性があったため審議されていたが、2016 年 5 月には問題はなかったと結論付けている[29]。ドイツはパリ協定を 2016 年 10 月に締結している。

さらに、2016 年 11 月、ドイツ政府はパリ協定の目標達成に向け「Climate Action Plan 2050」[30]を発表した。温室効果ガスの排出削減目標は、2010 年に発表したエネルギー政策と変わらず 2050 年までに 1990 年と比較して 80～95%削減するとしている。また、産業部門における排出削減のた

---

23 Eckpunkte für ein integriertes Energie und Klimaprogramm, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMUB), 2007

24 ドイツ連邦環境省（BMUB）のウェブサイト（http://www.bmub.bund.de/en/topics/nuclear-safety-radiological-protection/nuclear-safety/response-to-fukushima/overview/）

25 Germany’s New Energy Policy. Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi), 2012

26 2015 年には、Grafenrheinfeld 発電所が閉鎖している。

27 An electricity market for Germany’s energy transition, Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi), 2015

28 ドイツ連邦経済エネルギー省（BMWi）のウェブサイト（http://www.bmwi.de/EN/Topics/Energy/Electricity-Market-of-the-Future/electricity-market-2-0.html）

29 2016 年 5 月 27 日付、欧州委員会のプレスリリース（http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1911_en.htm）

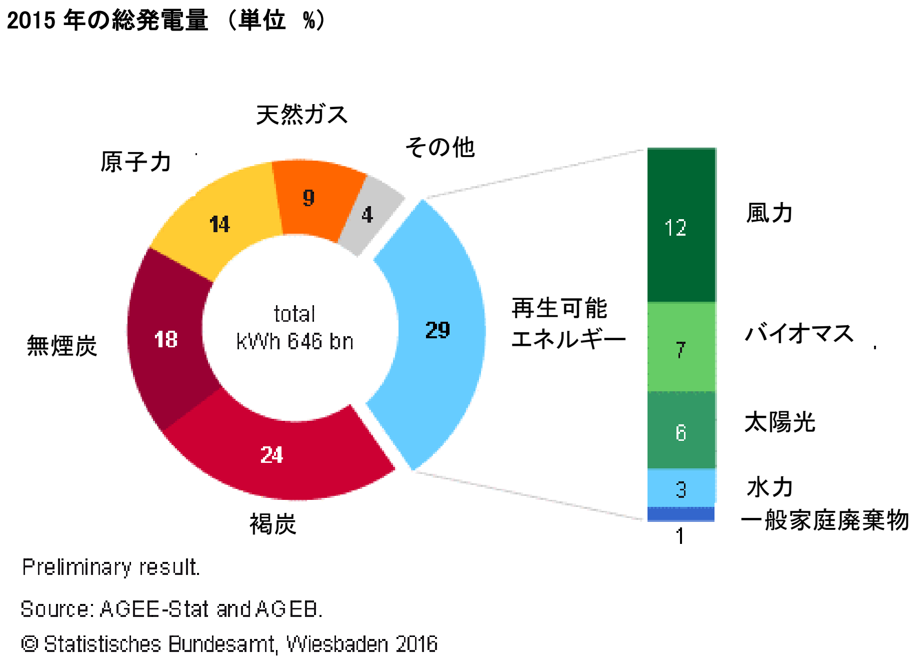
30 「Climate Action Plan 2050」の概要 http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_kurzf_en_bf.pdf

めの研究開発プログラムを立ち上げ、その選択肢の一つとして、CO_2 リサイクル（CO_2 回収・利用）を検討することを明記している。さらに、事業者による排出低減を促進するべく、種々の税制の見直しにも言及している。具体的な対策を示すプログラムは、2018 年には採択されるとしている。

(2) 電源構成

石炭を豊富に産出するドイツでは発電に大量の石炭が用いられており、2015 年の電源構成の 4 割を石炭が占めている（図 3-6)。1970 年代の石油危機以降、原子力発電所が多数設置されたが、2011 年 3 月の福島第一原子力発電所の事故を受けてドイツは脱原子力に転じ、同年 6 月の「Atomic Energy Act」改正により、当時停止していた 8 つの原子力発電所の閉鎖が決定されるとともに、当時稼働中の 9 つの原子力発電所についても 2022 年までに段階的に閉鎖することが決定した（前出)。

また、2012 年に発表されたエネルギー政策では、再生可能エネルギーが電源構成に占める割合を、2050 年までに最大 80%まで上昇させるとの目標が示されている[31]。ただし、原子力発電所の廃止や再生可能エネルギーの間欠性を補完するためにも、ガス及び石炭火力発電所の新設が将来のエネルギー供給の保証に必要となることも示している。



出典：Statistisches Bundesamt のウェブサイト Gross Electricity Production in 2015[32]をもとに作成

図 3-6 ドイツの電源構成(2015)

3.2.2 CCS導入に関する制度等の状況

(1) CCS に関する法整備

EU 加盟国のドイツは 2009 年 6 月の EU の「CCS Directive」が施行された後、これに対応する国内法の整備を続けていたが、州政府等からの強い反対により、期限となる 2011 年 6 月までには

[31] Germany's new energy policy. Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi), 2012
[32] https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Production/GrossElectricityProduction.html

整備はできなかった[33]。その後、貯留可能上限の引き下げ（1サイト当たり 130 万 t CO_2、国全体で 400 万 t CO_2）や、この上限の更なる引き下げの権利を州政府に与える等の修正が加えられ、「CCS Act」が 2012 年に成立・施行した。これにより、今後ドイツにおいて CCS の実証試験を実施する際に事業者は、CO_2 輸送パイプライン敷設・改変許可及び CO_2 貯留許可の取得が求められることとなる。また、事業者の責任については、CO_2 の挙動が事前の予測とかい離していないこと、CO_2 の漏えいが確認されていないこと等の条件を満たした場合、CO_2 貯留井閉鎖から最低 40 年が経過した後に、政府に移転されることとなっている[34]。

(2) インセンティブプログラム

これまでにドイツでは、連邦経済技術省（BMWi）が主導する「CO_2 Reduction Technology (COORETEC)」から CO_2 削減技術の研究開発に資金提供が行われている。資金提供の対象は発電所の効率改善や CCS となっており、2004 年に開始された「CO2SINK」プロジェクト（後述）は、この資金提供を受けている。

また、EU 加盟国のドイツでは EU の資金援助プログラムも利用することができる。例えば、2008 年前後に発生した世界的経済危機への対応策として設けられたエネルギーインフラプロジェクト支援策「European Energy Programme for Recovery (EEPR)」は、これまでに欧州全体で 6 件の CCS プロジェクトに支援を決定し、ドイツでは Jänschwalde（後に中止が決定、後述。）におけるプロジェクトが 1 億 8 千万ユーロの資金提供を受けていた。

(3) 貯留層の有無

ドイツでは連邦地球科学・天然資源研究所（BGR：Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe）により、2003 年から 2010 年までに 3 回の CO_2 貯留容量調査が行われている。2010 年に行われた調査では、陸域及びドイツ領北海における 408 ヶ所の深部帯水層に、63～128 億 t（90～10%の確度）又は 93 億 t（50%の確度）の貯留容量があると試算されている[35]。また、枯渇ガス田にも 2750 億 t の容量があると試算されている。

(4) その他の考慮すべき事項

2011 年以降ドイツでは、再生可能エネルギー拡大に向けた法改正を度々行っており、今後はこの分野が拡大していくものと考えられる（表 3-7）。また、前述のとおり「Climate Action Plan 2050」では産業部門における排出削減のための研究開発プログラムを立ち上げ、その選択肢の一つとして、CO_2 リサイクル（CO_2 回収・利用）を検討するとあることから、CO_2 利用のための回収に力を入れていくことが考えられる。

---

[33] Case studies on the implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Carbon Capture Legal Programme, 2011

[34] なお、ドイツの「Umweltschadensgesetz（環境被害法）」では事業者の責任を 30 年までと規定しており、責任の所在が曖昧になる期間が最低 10 年生じることとなるが、これについての取り扱いは定かではない。

[35] BGR のウェブサイト（http://www.bgr.bund.de/EN/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/Speichermoeglichkeiten/CO2-speicherkapazitaet-zahlen-newsletter-2010-02_en.html）

表 3-7 2011 年以降に行われたエネルギー関連の法改正の一部

法　律	概　要
Eneregy Act	系統の拡充やスマートメーター普及のための改正
Renewable Energy Source Act	再生可能エネルギー拡大に向けた改正
Combined Heat and Power Act	コジェネ発電への補助金増額のための改正
Zoning Laws	旧式風力設備更新及び太陽光設備設置条件の緩和
Atomic Energy Act	2022 年までに稼働中の原子力発電所を段階的に廃止することを決定
Energy and Climate Fund Act	2011 年に設立された「エネルギー・気候基金」を原子力発電所の廃止に従い改正

3.2.3 CCSに関する具体的なプロジェクト等の状況

(1) CCS のプロジェクト件数

現在ドイツでは、ベルリン近郊の Ketzin における CO_2 貯留実証プロジェクトが 1 件、E.ON 社と Fluor 社による Wilhelmshaven における CO_2 回収実証プロジェクトが 1 件行われている。

(2) 主要プロジェクトの進捗

2004 年にベルリン近郊の Ketzin で開始された研究開発プロジェクトの「CO2SINK」[36]では、2008 年から 2010 年までに、およそ 6 万 7 千 t の食品添加物として利用可能な品質の CO_2 が陸域の砂岩層に貯留された。2010 年の CO2SINK 終了後は、これを引き継ぐ研究プロジェクト（「CO2MAN」[37]及び「CO2CARE」[38]）を経て、2014 年から監視と閉鎖についての研究を行う「COMPLETE」プロジェクトが同地において現在も進められている。「COMPLETE」プロジェクトは、2017 年末に完了する予定である[39]。

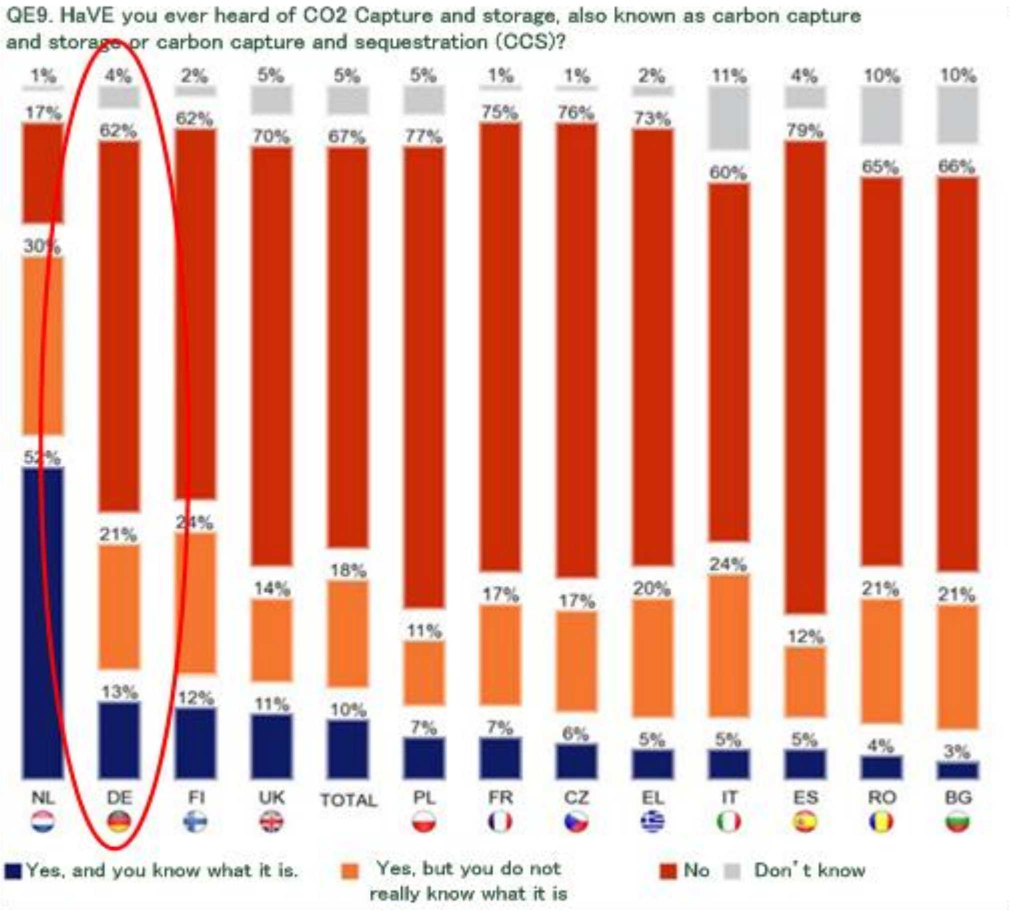
E.ON 社と Fluor 社が 2012 年から進める「Wilhelmshaven」プロジェクトは、E.ON 社の 757MW の石炭火力発電所において、日量 70t-CO_2 規模で、アミン吸収液による化学吸収法技術の実証試験を行っている。

(3) 社会的受容（Public Acceptance）上の特性

2011 年に欧州委員会が実施した調査[40]によれば、ドイツにおける CCS の認知度は「聞いたことがある」（13%）、「聞いたことはあるがよく知らない」（21%）、「聞いたことがない」（62%）、「分からない」（4%）となっている（図 3-7）。

---

36 SUMMARY TECHNICAL REPORT of CO2SINK European Comission, 2012
37 Ketzin で実施していた CO_2 貯留を継続するプロジェクト。CO2MAN プロジェクトウェブサイト (http://www.co2ketzin.de/index.php?id=92&L=1)
38 貯留サイトの閉鎖に関する評価を目的としており、世界 9 か所の貯留サイトのモニタリングデータを対象に研究するプロジェクト。CO2CARE プロジェクトウェブサイト(http://www.co2care.org)
39 COMPLETE プロジェクトウェブサイト(http://www.co2ketzin.de/forschungsprojekt-complete/ueberblick/)
40 SPECIAL EUROBAROMETER 364, Public Awareness and Acceptance of CO_2 capture and storage, 2011



出典：SPECIAL EUROBAROMETER 364（2011）をもとに作成

図 3-7 ドイツにおける CCS の認知度（13,091 回答）

ドイツでは、市民の CCS に対する社会的受容性等が課題であり、実際に、2011 年に中止となった CCS 実証プロジェクトである「Jänschwalde CCS Demo Project」は、市民の強い反対が原因と考えられている。同プロジェクトは、スウェーデンの大手電力会社 Vattenfall が酸素燃焼（Oxyfuel）と燃焼後回収装置を Jänschwalde にある既存の石炭火力発電所に追設し、回収した CO_2 はパイプラインで 3 つの貯留地層候補のいずれかに輸送・貯留される計画となっていた。これら 3 つの候補地のうち、ひとつは市民の強い反対が原因で除外され、フランクフルト近郊の Beeskow が主要候補地となった。この後事業者側は「Mining Law」に基づく掘削許可の申請を行ったものの、地元議会と市民からの反対で申請に係る作業が進まず、2011 年に事業が中止された。

プロジェクトを実施するに当たって事業者側は記者会見を通じて市民への周知を図り、さらに近隣のすべての家庭、町議会議員、教会関係者に郵送物により情報提供を行っている。主な出資者の Vattenfall はこの後、情報窓口の開設、説明会の開催、近隣の学校への情報提供等も行っている。

事業者は中止の原因として、当時連邦議会で審議されていた EU の「CCS Directive」の国内担保法が成立する目途が立たなかったことを挙げている。しかしながら Dütschke（2010）[41]はこれ以外にも、メディアを通じた市民への周知がプロジェクトに必要な手続終了後に行われたことから、プロジェクト実施の可否に市民の意思が反映されず、結果的に反対意見を抑えることができなか

[41] What drives local public acceptance – comparing teo cases from Germany, Elisabeth Dütschke, 2011

ったことを理由に挙げている。この他にもEUの研究[42]では、ドイツでは一般的に電力セクターにおける大規模インフラ設備に関するプロジェクトは、それがいかなる種類の設備でも住民の反対が起こるため、同国でCCSを実施する場合、CO_2の回収地点と貯留地点の双方で社会的受容（PA）のための対策を実施する必要があるとしている。

3.2.4 発電所に係るCCS Readyの取組状況

「CCS Act」ではEUの「CCS Directive」のCCS Ready該当部分に対応すべく、大型燃焼及びガスタービンプラントに係る既存の国内法を修正し、30万kW以上の出力を持つ火力発電所を新設又は大規模改変する時の許可申請に対する事業者の義務として、以下を課している。

・適切なCO_2貯留層が利用可能かを調査すること
・CO_2の輸送施設が技術的及び経済的に利用可能か調査すること
・CO_2の回収及び圧縮が技術的及び経済的に利用可能か調査すること
・上記3点を利用可能である場合、CO_2の回収・圧縮装置の追設に必要な用地を確保すること

42 Public engagement: Lessons Learned in 2010, European CCS Demonstration Project Network, 2010

3.3　米国の CCS Ready に関する取組状況等

3.3.1 気候変動対策等に関する状況

(1) 気候変動対策

米国は、京都議定書の第一・第二約束期間共に参加していなかったものの、コペンハーゲン合意（2009 年）にもとづき、2020 年までに 17%、2050 年までに 83%（ともに 2005 年比）の温室効果ガス削減目標を国連気候変動枠組条約事務局に提出した。

2013 年 6 月、米国大統領は議会の承認を経ずに実施可能な「THE PRESIDENT'S CLIMATE ACTION PLAN（以下、「行動計画」という。)」を発表し、この中で、2020 年までに 17%の温室効果ガス削減を再度公約した。行動計画では、米国が世界最大の天然ガス生産国となったことに触れ、電力生産を石炭から天然ガスに切り替え、世界の天然ガス市場拡大を促進するとしている。一方で、石炭についてはクリーンコール技術の開発に力を入れることを強調し、これまで行っていた海外での石炭火力発電所設置に係る公的支援は CCS 設備を備えた発電所のみを対象とし、他国と協力しての CCS 技術開発を今後も継続するとした。

環境保護庁（EPA）は、2015 年 8 月に「Clean Air Act」に基づき、新設、再建、改修火力発電所に対する CO_2 の新規排出源性能基準（NSPS：New Source Performance Standards）と、既存発電所に対して CO_2 排出量を制限する Clean Power Plan (CPP) のそれぞれの最終規則（Final Rule）を発表した。新設、再建、改修発電所に対する NSPS の最終規則は、2015 年 10 月 23 日付の連邦官報で公布され、発効日も同日付となっている[43]。既存発電所に対する CPP の最終規則は、2015 年 10 月 23 日付の連邦官報で公布され、発効日は 2015 年 12 月 22 日となっている[44]。EPA は、既存発電所に対する CPP の実施により発電部門における CO_2 の排出量を、2030 年には 2005 年比で 32% 削減できると見込んでいる。しかし、両規則ともに公布後、多くの異議申し立てがあり、訴訟が継続している。さらに、既存発電所に対する CPP については、2016 年 2 月に連邦最高裁判所が規制実施に一時差し止めの判断を示しており、規則の施行が保留状態となっている[45]。これらの最終規則の概要及び訴訟の経緯については、3.3.4 に示した。

米国はパリ協定を 2016 年 9 月 3 日に締結している。米国は、パリ協定に基づき各国が提出する「Nationally Determined Contributions(NDC)」において、2025 年までに 26%～28%の温室効果ガスを削減（2005 年比）する目標を示している[46]。

(2) 電源構成

2015 年時点の米国における燃料種別の電源構成（図 3-8）は、石炭火力発電と天然ガス火力発電の割合が同じ割合（33%）で最も高くなっている。米国エネルギー情報局（EIA）による予測では、2040 年の米国における電源構成に占める石炭火力発電の割合が減少するため、天然ガス（石油も一部含む）が最も大きくなり、次いで再生可能エネルギーが大きくなるとしている（図 3-9）。2015 年時点で 13%である再生可能エネルギーによる発電は、2040 年には 30%前後となると予測している（図 3-10）。

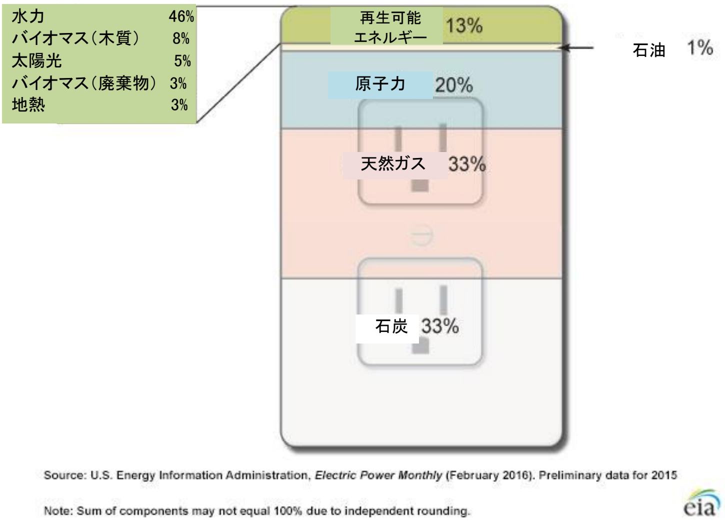
---

43 Federal Register, Vol. 80, No. 205, 64510, October 23, 2015
（https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2015-10-23/pdf/2015-22837.pdf）

44 Federal Register, Vol. 80, No. 205, 64510, October 23, 2015
（https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2015-10-23/pdf/2015-22842.pdf）

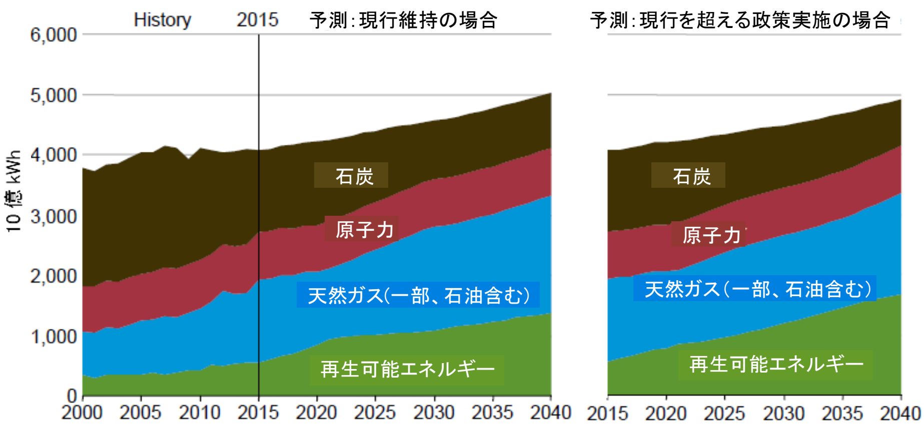
45 米国の連邦最高裁判所による一時差し止めの対象は既存発電所に対する CPP の最終規則のみに対するものであり、新設、再建、改修発電所に対する NSPS の最終規則も係争中ではあるが、施行しているものと考えられる。

46 "Intended Nationally Determined Contributions (First)", United States of America
（http://www4.unfccc.int/ndcregistry/PublishedDocuments/United%20States%20of%20America%20First/U.S.A.%20First%20NDC%20Submission.pdf）



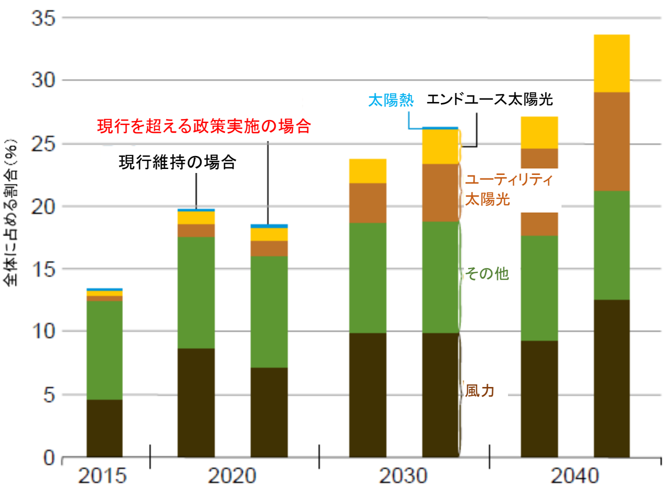
出典： U.S. EIA のウェブサイト[47]をもとに作成

図 3-8 米国における電源構成（2015 年）



出典：U.S. EIA（2016）[48]をもとに作成

図 3-9 米国における電源構成の予測



出典：U.S. EIA（2016）[48]をもとに作成

図 3-10 米国における再生可能エネルギーによる発電の全体に占める割合の予測

[47] US EIA のウェブサイト（http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity_in_the_United_States）
[48] Annual Energy Outlook 2016 with projections to 2040, U.S. EIA, 2016

3.3.2 CCS導入に関する制度等の状況

(1) CCS に関する法整備

米国では、CO_2 の分離・回収、輸送、貯留について包括的に規定した法制度は整備されていないものの、貯留については、廃棄物の地中処分に係る井戸の許認可制度を規定する「Underground Injection Control Program (UIC Program)」が 2010 年に改正され、主に陸域での CO_2 の圧入井の建設・稼働が許可制で実施可能となった（図 3-11）。

また、この制度は CO_2 圧入後の事業者の責任についても規定しており、事業者は、圧入停止後、少なくとも原則 50 年間監視を継続しなければならない。ただし、圧入許可申請時、サイトごとの特徴に対応するため、事業者がその妥当性を証明することを条件に、許可権者が別の管理期間を決定できる柔軟性も有している。

こうした連邦制度に加えて、独自に CCS 関連法整備又は税優遇等の施策を実施している州もあり、例えばワイオミング州とオクラホマ州では、「UIC Program」を基にした CCS 許認可制度に加えて、圧入した CO_2 の所有権に関する規定等を示した州法が設けられている。

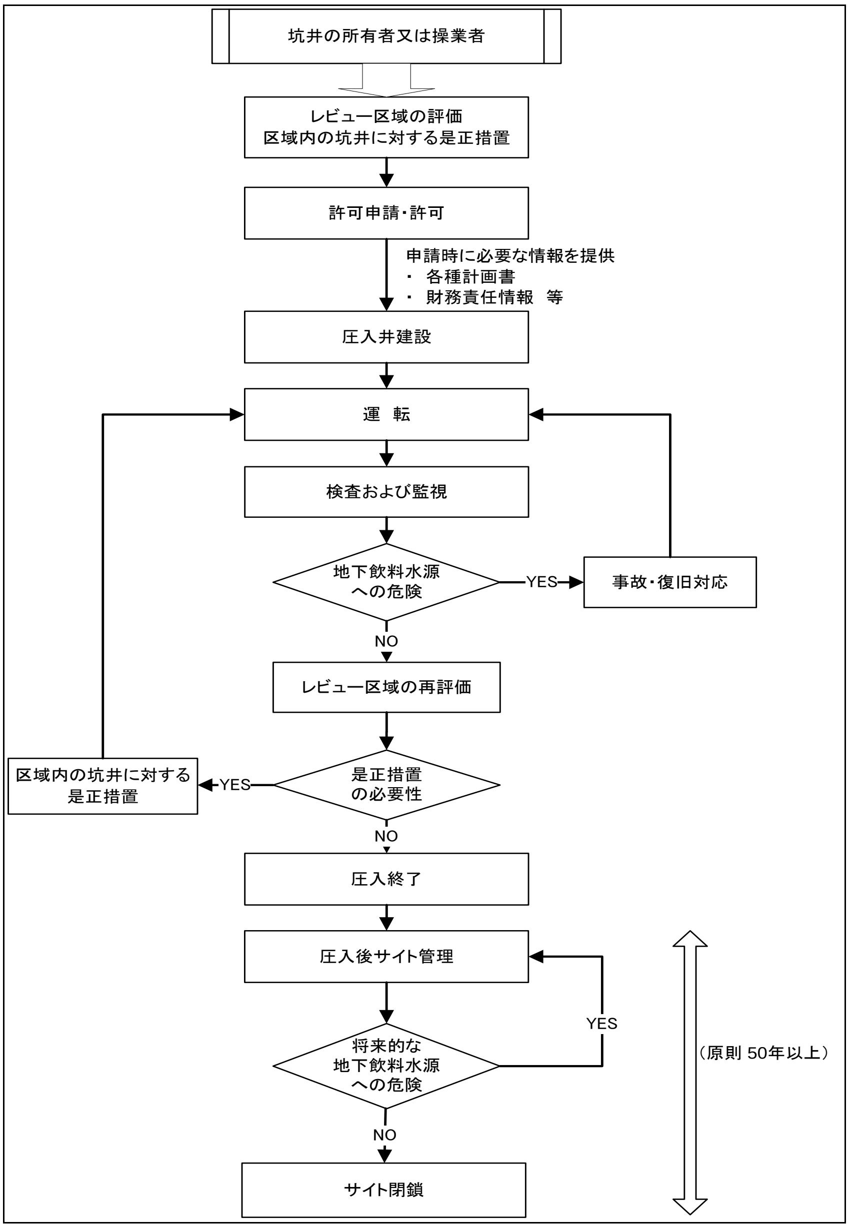


図 3-11 UIC Program における CCS の許可に関するフロー

(2) インセンティブプログラム

米国では気候変動対策技術の開発等を後押しする様々な制度が連邦政府主導で実施されており、CCS についても、以下を始めとした複数のインセンティブプログラムが設けられている。

・Clean Coal Power Initiative（CCPI）

CCPI は、CCS を含むクリーンコール技術の研究開発等への資金援助を目的に 2002 年に設けられた。このプログラム資金は、2009 年に制定された経済刺激策「American Recovery and Reinvestment Act of 2009」（以下、「ARRA」という。）により増資された。CCPI により、これまでに、ミシシッピ州の「Kemper County IGCC Project」、カリフォルニア州の「Hydrogen Energy California Project (HECA)」、テキサス州の「Texas Clean Energy Project (TCEP)」及び「Petra Nova Carbon Capture Project」などがこの資金提供を受けている[49]（HECA は 2016 年 3 月に許可申請を取り下げ、事実上中止）。なお、TCEP は、プロジェクトの進捗が計画よりも大幅に遅れていることなどを理由に 2016 年 5 月に政府からの資金は一時停止となったが[50]、プロジェクトは継続の見通しである[51]。

・Energy Policy Act 2005（EPACT、2005 年） - Loan Guarantee Program

Loan Guarantee Program は、実証レベルのものを除く CO_2 低減又は隔離技術を使用するプロジェクト費用に係る事業者の債務を米国エネルギー省（DOE:Department of Energy）が保証する目的で、2005 年に施行された「Energy Policy Act 2005」により設けられた。2016 年 12 月、DOE は当該制度において初となる CCS プロジェクトを対象とした債務保証として、ルイジアナ州の Lake Charles Methanol 社が計画している石油コークスを原料とするメタノールプラントにおける CCS プロジェクトに対し、20 億ドルの債務保証を行うことを発表した[52]。

・Industrial Carbon Capture and Storage Program （ICCS、2009 年）

ICCS は、大規模実証試験プロジェクト及び革新的な CO_2 再利用プロジェクトを対象としたインセンティブプログラムとして、ARRA において確保された財源で設立された。これまでに、テキサス州の「Air Products Steam Methane Reformer EOR Project」とイリノイ州の「Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project」がこのプログラムからの資金提供を受けている[53]。

こうしたインセンティブプログラム以外にも米国では CCS の実施を後押しする制度が設けられている。例えば、2008 年に発生した金融不安による景気減速の対策として設けられた「Emergency Economic Stabilization Act of 2008」は「Internal Revenue Code of 1986」を改正し、「最低 65％以上の CO_2 を分離・貯留可能な石炭ガス化プロジェクト」に税制優遇措置を適用することを規定している。同法はまた、CO_2 の回収・貯留を行った事業者に対して、帯水層への貯留は$20/t$CO_2$、EOR への利用は$10/tCO_2 の税額控除（tax credit）措置を規定している。

---

49 米国 DOE、CCPI のウェブサイト
（http://energy.gov/fe/science-innovation/clean-coal-research/major-demonstrations/clean-coal-power-initiative）

50 米国 DOE の監査官による特別報告書、（https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/04/f30/OIG-SR-16-02.pdf）

51 Global Status of CCS 2016, GCCSI, 2016.

52 米国 DOE、Loan Programs Office のウェブサイト
（https://www.energy.gov/lpo/articles/lpo-announces-first-ever-conditional-commitment-offer-advanced-fossil-project）

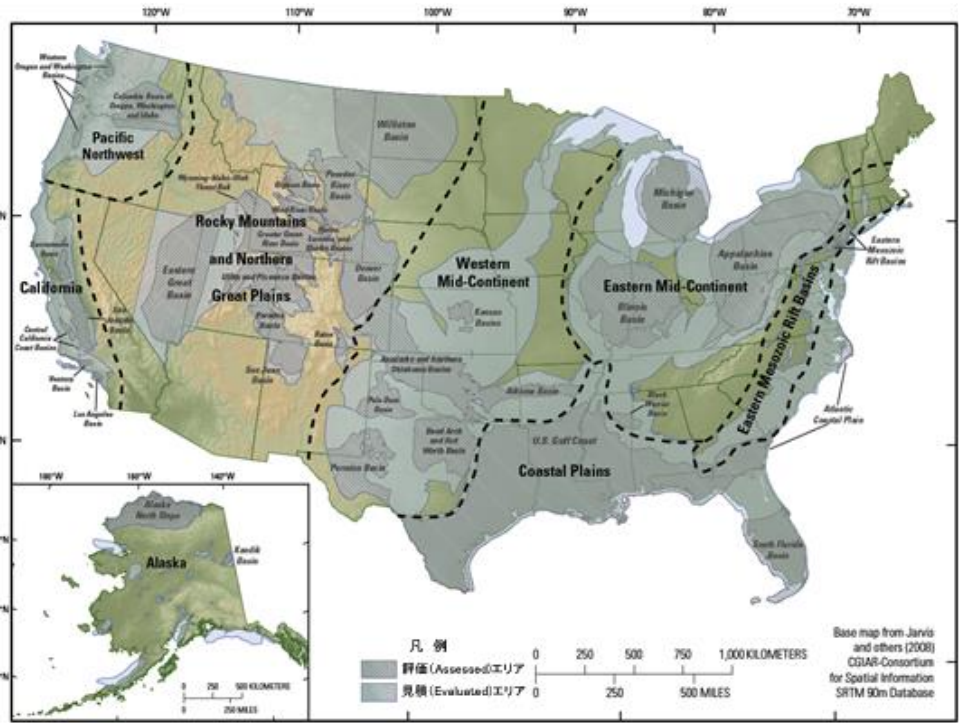
53 この他に「Lake Charles Carbon Capture & Sequestration Project」が選定されていたが、中止となっている。

これ以外にも、米国では州政府が CCS を支援する制度を設けている事例があり、例えばミシシッピ州の「HOUSE BILL NO. 1459」は、CCS を実施する事業者に所得税の減税措置を適用している。イリノイ州の「Illinois Power Agency Act」では、CCS の研究や火力発電所での CCS に財政支援を行う制度が設けられている。また、カリフォルニア州の「Air Resource Boad（CARB）」は、同州のキャップ・アンド・トレード制度や Low Carbon Fuel Standard プログラムに CCS を適用するための定量化手法を開発しており、2017 年には総合的な規則の検討の開始を予定している。さらに、EOR の実施が可能な州は依然として、税制優遇やインフラ債など、CCS にとっての経済的インセンティブの可能性が豊富な制度を有している。一方、テキサス州、モンタナ州、ノースダコタ州など、CPP に基づき提出が必要となる実施計画又は最終コンプライアンス計画の策定を中断している州もあり、今後の CPP に関する状況の進展が注目される（訴訟の経緯は 3.3.4 を参照）。

(3) 貯留層の有無

米国地質調査（United States Geologic Survey）が 2012 年に完了した CO_2 貯留量調査[54]によれば、米国にはおよそ 3 兆 t の貯留容量があると予測されている。この調査は、陸域と沿岸（基線と連邦管轄領海の間にある近海域）を対象に行われ、予測に必要な係数が豊富に存在する地域については詳細な評価（Assess）、それ以外の地域については大まかな見積（Evaluate）が行われた（図 3-12）。

メキシコ湾に連なる平野部である Coastal Plains 地域の容量が最も多いと評価されており、中でも海岸域に面した地域の容量が国全体の 59%に及ぶとされている。



出典：United States Geologic Survey (2012)[54]

図 3-12 米国の CO_2 貯留適地

(4) その他の考慮すべき事項

米国では、天然ガスの精製や肥料の生産過程で CO_2 の分離が既に盛んに行われている。また、石油を豊富に産出する米国では、古くから石油増進回収（EOR：Enhanced Oil Recovery）が行われ

---

54 National Assessment of Geologic Carbon Dioxide Storage Resources, United States Geologic Survey, 2012

ており、現在計画されている CCS プロジェクトの多くは CO_2 による EOR となっている。

加えて、CO_2 による EOR の歴史が長い米国は、CO_2 のパイプライン網が整っている。2015 年の米国エネルギー技術研究所（NETL）の調査[55]によると、総延長 7,200km 以上、50 件近くの陸上 CO_2 パイプラインが稼働しており、そのうちのいくつかは複数州にまたがっている。また、同調査において、現在は米国全土で 136 の CO_2 による EOR プロジェクトが実施されており、それらの CO_2 供給源の 80%は天然 CO_2 であるが、2020 年までには EOR に利用する CO_2 供給源の 43%が天然ガス精製プラント、化学プラント、発電所を含む工業由来の CO_2 となることが予想されている。

3.3.3　CCSに関する具体的なプロジェクト等の状況

(1) CCS のプロジェクト件数

GCCSI によれば[56]、米国では 2016 年 12 月時点で 12 の大規模な CCS 事業が実施又は計画されており、そのほとんどが EOR となっている。うち、発電所起源の CO_2 を用いるプロジェクトは 3 件確認できる。2016 年 12 月よりテキサス州の「Petra Nova Carbon Capture Project」（CO_2 は発電所起源）が操業開始したのに加え、2017 年までに操業開始予定のプロジェクトとしては、ミシシッピ州の「Kemper County IGCC Project」及びイリノイ州の「Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project」（工業プロセスからの CO_2）の 2 件がある。

(2) 主要プロジェクトの進捗

米国で現在稼働中の大規模な CCS プロジェクト 8 件、及び近い将来に稼働が見込まれているプロジェクトの概要を表 3-8 に示す。なお、FutureGen プロジェクトと HECA プロジェクトは共に事実上中止となっているが、この動向も同表に含めた。

表 3-8 米国における主要 CCS プロジェクトの状況

名　称	回収タイプ	CO_2 量（MTPA）	貯留タイプ	操業年	備　考
Val Verde Natural Gas Plants	燃焼前（天然ガス精製）	1.3	EOR（陸域）	1972	テキサス州で Occidental Petroleum 社を含む複数企業が既存天然ガス精製施設に CO_2 回収施設を追設し、複数企業が操業するプロジェクト。
Enid Fertilizer CO_2-EOR Project	工業分離（肥料製造）	0.7	EOR（陸域）	1982	オクラホマ州で Koch Nitrogen 社の既存肥料製造施設に CO_2 回収施設を追設し、Chaparral Energy 社と Merit Energy 社が操業するプロジェクト。
Shute Creek Gas Processing Facility	燃焼前（天然ガス精製）	7.0	EOR（陸域）	1986	ワイオミング州で ExxonMobil 社が CO_2 回収を実施する天然ガス精製施設を新設し、同社と Chevron 社など複数企業が操業するプロジェクト。
Century Plant	燃焼前（天然ガス精製）	8.4	EOR（陸域）	2010	テキサス州で Occidental Petroleum 社が CO_2 回収を実施する天然ガス精製施設を新設し、同社が操業しているプロジェクト。
Air Products Steam Methane Reformer EOR Project	工業分離（水素製造）	1.0	EOR（陸域）	2013	テキサス州における 2 つの既存水素製造施設に CO_2 回収施設を追設し

55 A Review of the CO_2 Pipeline Infrastructure in the U.S., NETL, 2015
56 Global Status of CCS 2016, GCCSI, 2016

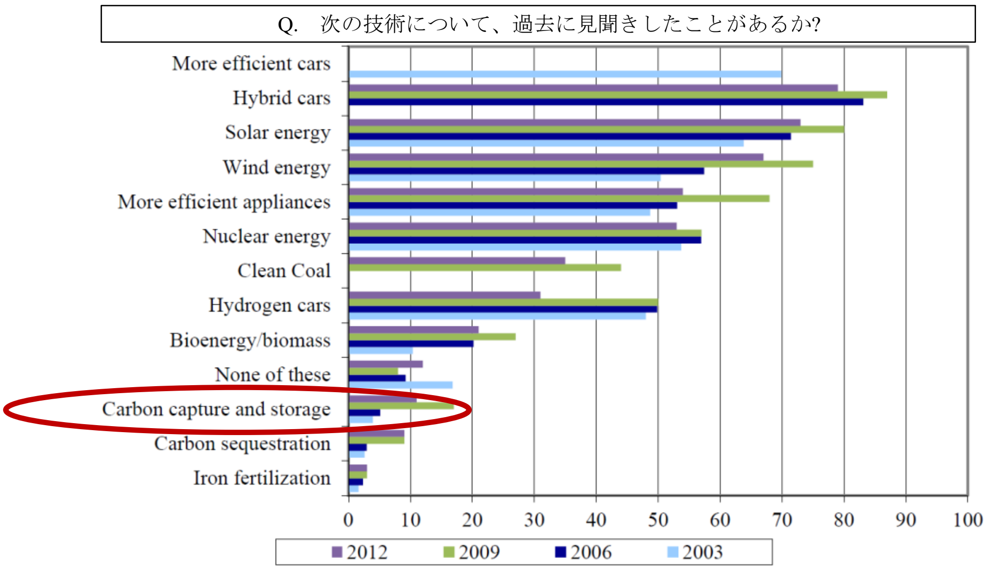
名　称	回収タイプ	CO_2 量（MTPA）	貯留タイプ	操業年	備　考
					た、ICCS の資金提供を受けているプロジェクト。
Coffeyville Gasification Plant	工業分離（肥料製造）	1.0	EOR（陸域）	2013	カンザス州で Coffeyville Resources Nitrogen Fertilizers 社の既存肥料製造施設に CO_2 回収施設を追設し、Chaparral Energy 社が操業しているプロジェクト。
Lost Cabin Gas Plant	燃焼前（天然ガス精製）	0.9	EOR（陸域）	2013	ワイオミング州で Conoco Phillips 社の既存天然ガス精製施設に CO_2 回収施設を追設し、Denbury Resources 社が操業しているプロジェクト。
Petra Nova Carbon Capture Project	燃焼後（CCGT）	1.4	EOR（陸域）	2016	NRG Energy 社が 25 万 kW の石炭火力発電所に CO_2 回収設備をレトロフィットするプロジェクト。完全操業開始後は、発電所の燃焼後回収を実施するプロジェクトとしては世界最大級。回収 CO_2 はパイプライン輸送後に EOR で利用。
Kemper County IGCC Project	燃焼前（IGCC）	3.0	EOR（陸域）	2016 予定	Southern Company の子会社が CCS 設備を備えた最先端の IGCC 発電所をミシシッピ州に建設中。商用規模の IGCC と CCS を組み合わせた世界初の発電所となる予定。
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project	工業プロセス	1.0	陸域深部塩水層	2017 予定	ADM 社のバイオエタノールプラントをレトロフィットし、副生成物として生じる CO_2 を近隣の帯水層に貯留する計画。世界初の大規模 bio-CCS プロジェクトであり、米国最大規模の深部帯水層貯留となる予定。
Texas Clean Energy Project (TCEP)	燃焼前（IGCC）	2.4	EOR（陸域）	2021 予定	Summit Power 社が新設する IGCC 発電所から年間 2.4Mt を回収するプロジェクトで、回収 CO_2 はパイプライン輸送後に EOR で利用する計画。2016 年 5 月、政府の資金提供は打ち切られたが、プロジェクトは継続の見通し。
Riley Ridge Gas Plant	燃焼前（天然ガス精製）	2.5	EOR（陸域）	2020 予定	Denbury Resources 社の天然ガス処理プラントに CO_2 回収施設をレトロフィットし、年間 2.5Mt を回収するプロジェクトで、回収 CO_2 はパイプラン輸送後に EOR で利用する計画。
FutureGen 2.0 Oxy-Combustion Large Scale Test	酸素燃焼（Oxyfuel）	1.3	陸域深部塩水層	中止	世界初の発電から CCS までの一貫プロジェクト FutureGen として 2003 年にイリノイ州で開始されたものの、コスト超過により中止。その後 FutureGen2.0 として ARRA から 10 億ドルのプロジェクト資金の提供を受けて再開したが、2015 年 2 月にプロジェクトの進捗が資金の使用期限に

名　称	回収タイプ	CO_2 量（MTPA）	貯留タイプ	操業年	備　考
					間に合わないことを理由に、資金拠出終了を発表[57]。官民共同プロジェクトであったが、政府からの支援を失ったため、事実上中止となっている。
Hydrogen Energy California Project (HECA)	燃焼前（IGCC）	2.7	未定	中止	SCS Energy 社がプロジェクトを買収。水素発電所は複合発電所として再認可され尿素の製造も行われる計画であった。しかし、2015 年 7 月には政府からの資金提供の基準を満たせておらず、進捗が遅れていることなどを理由に[58]一時停止となっていたが、2016 年 3 月に許可申請を取り下げ、事実上中止となっている。正式な理由は明らかとなっていない。

出典：GCCSI（2016）[59]及び GCCSI のウェブサイトのプロジェクトデータベース[60]をもとに作成

(3) 社会的受容（Public Acceptance）上の特性

現在米国で進められている CCS プロジェクトについて、周辺住民の目立った反対の声は確認することができない。これは、米国が豊富に石油を産出する土地柄であることと、これらプロジェクトのほとんどが既存油田での EOR であることに関係していると考えられる。なお、米国で CCS という文言を認識している人々の割合は、4%（2003 年）、5%（2006 年）、17%（2009 年）との調査結果が出ている（図 3-13）[61,62]。



出典：MIT Carbon Sequestration Initiative (2012)をもとに作成

図 3-13　米国における CCS の認知度

---

57 2015 年 2 月 4 日付 Power Engineering の記事、“Reactions swift after DOE ends FutureGen 2.0”（http://www.power-eng.com/articles/2015/02/reactions-swift-after-doe-ends-futuregen-2-0.html）

58 2015 年 7 月 10 日付 E&E News の記事、“DOE suspends stimulus funding for Calif. carbon-capture project”（http://www.eenews.net/stories/1060021604）

59 Global Status of CCS 2016, GCCSI, 2016

60 GCCSI のプロジェクトデータベース（https://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects）

61 Public Awareness of Carbon Capture and Storage: A Survey of Attitudes toward Climate Change Mitigation, Samantha O'Keefe, Howard Herzog and David Reiner, 2009

62 Public Awareness of Carbon Capture and Storage: A Survey of Attitudes toward Climate Change Mitigation, Holly Javedan and Howard Herzog, 2012

一方で、大手石油会社主導でオハイオ州グリーンビルにおいて 2003 年から計画され、その後中止となった「TAME (The Andersons Marathon Ethanol) project」は、プロジェクト周辺住民の反対が中止の判断に影響したとも考えられている。このプロジェクトでは、農村地帯のエタノール工場で発生する CO_2 を回収し、同工場敷地内で年間 30 万 t 程度を 4 年にわたり圧入することが計画されていた。

このプロジェクトを進めるに当たって EPA はパブリックコメントの募集を開始したが、住民による反対運動はその直後に始まっている。事業者側はこの後、説明会等を通じて住民との意見公開を複数回にわたり行ったものの、特に以下を理由としてプロジェクトの中止を求める声が強くなり、パブリックコメント募集開始の翌年には、事業者が中止を決定している。

- CO_2 圧入により地震が誘発される可能性がある
- アフリカのカメルーンにあるニオス湖での事故のように、CO_2 漏えいにより死亡事故が起こる可能性がある
- CO_2 圧入により、地価が下落するおそれがある

3.3.4 発電所に係るCCS Readyの取組状況

2012 年に EPA は、新増設される火力発電所に排出性能基準を適用する「Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions for New Stationary Sources」案を発表し、新設発電所に排出基準を設けることを提案した。石炭火力発電所の場合、ここで示された数値を達成するためには CCS の導入が不可欠となる。この制度案では、火力発電所が BACT（Best Available Control Technology）を採用して CO_2 排出削減を行うよう求めており、EPA は CCS を「現時点では BACT ではないものの、既存施設に適用可能な追加的な CO_2 削減技術」として考慮すべきとの認識を示したガイダンスを発行している。

2013 年 6 月、オバマ大統領（当時）は、パブリックコメントを通じて寄せられた意見等を考慮した新たな基準案を作成し、その後の適切な時期に最終化するよう EPA に指示する声明（Presidential Memorandum）を出した。同時に、新規の火力発電所のみを対象とした現行案を既存施設にも拡大し、2015 年 7 月 1 日までに最終的な基準、規則及びガイドラインを作成するよう EPA に指示していた。

これを受け EPA は、2015 年 8 月に「Clean Air Act」に基づき、新設、再建、改修火力発電所に対する CO_2 の NSPS と既存発電所に対して CO_2 排出量を制限する CPP の最終規則（Final Rule）を発表し、2015 年 10 月 23 日付の連邦官報でそれぞれ公布された。

新設、再建、改修火力発電所に対する CO_2 の NSPS の最終規則の概要は以下のとおりである。

- 新設石炭焚火力発電所に対する排出基準

  新設石炭焚火力発電所に対する排出基準は、1,400lbCO_2/MWh（発電端）(635gCO_2/kWh（発電端）、12 ヶ月の運転期間の平均値）である。最適な排出削減システムは、部分的な CCS を併設した高効率超臨界微粉炭（SCPC）発電としており、SCPC 発電所の場合、排出量の約 20% を回収することで排出基準が達成できると想定している。

- 改修石炭焚火力発電所に対する排出基準

  改修石炭焚火力発電所に対する排出基準は、発電設備ごとに 2002 年から改修完了の間で最良となる年間 CO_2 排出量に基づき発電端出力の CO_2 排出量(lb CO2/MWh-g)の形で設定する。

ただし、入熱が 2,000MMBtu/h[63]超の排出源には 1,800lbCO_2/MWh（発電端）（816gCO_2/kWh（発電端）、12 ヶ月の運転期間の平均値）、入熱が 2,000MMBtu/h 以下の排出源には 2,000lbCO_2/MWh（発電端）（907gCO_2/kWh（発電端）、12 ヶ月の運転期間の平均値）より低くなることはないとしている。改修により 1 時間当たりの CO_2 排出量が過去 5 年間と比較して 10%を超えて増加する発電所のみが対象となる。

・再建石炭焚火力発電所に対する排出基準

再建石炭焚火力発電所に対する排出基準は、入熱が 2,000MMBtu/h 超の排出源には 1,800lbCO_2/MWh（発電端）（816gCO_2/kWh（発電端）、12 ヶ月の運転期間の平均値）、入熱が 2,000MMBtu/h 以下の排出源には 2,000lbCO_2/MWh（発電端）（907gCO_2/kWh（発電端）、12 ヶ月の運転期間の平均値）である。

・新設又は再建天然ガス焚火力発電所に対する排出基準

新設又は再建の天然ガス焚火力発電所（ベースロード発電設備）に対する排出基準は、1,000lbCO_2/MWh（発電端）（454gCO_2/kWh（発電端）、12 ヶ月の運転期間の平均値）又は 1,030lbCO_2/MWh（送電端）（467gCO_2/kWh（送電端））である。最適な排出削減システムは、高効率天然ガス複合サイクル発電としている。ベースロード発電設備ではない場合には 120lb（54kg）CO_2/MMBtu、天然ガス以外の燃料を 10%以上使用する場合には 120～160lb（54～73kg）CO_2/MMBtu とする基準も設定している。

既設発電所に対しては、CO_2 排出量を制限する CPP の最終規則において、EPA は、発電部門において達成すべき CO_2 の排出性能基準を各州に対して個別に設定しており、基準を達成するための実施計画又は最終コンプライアンス計画の提出を求めている。提出の最終期限は、2018 年の 9 月 6 日となっている。EPA は、この規制を実施することによって発電部門における CO_2 の排出量を、2030 年には 2005 年比で 32%削減できると見込んでいる。

しかし、新設、再建、改修発電所に対する NSPS と既存発電所に対する CPP の両規則は、多くの訴訟の対象となっており、州政府間の対立も見られている。新設、再建、改修発電所に対する NSPS については、訴訟に積極的に参加している 42 州のうち 24 州が反対し、18 州が支持している。既存発電所に対する CPP については、訴訟に積極的に参加している 45 州のうち 27 州が反対し、18 州が支持している。

さらに、既存発電所に対する CPP については、2016 年 2 月、規制に対する訴訟の結審まで規制の実施を一時差し止める要求に対し、連邦最高裁判所が 5 対 4 で認める決定をしたため、最終規則の施行は保留状態となっている。しかし、差し止めに賛成票を投じた判事の一人がその後死去したことにより、今後の動向は不透明な状況となっている。また、連邦控訴裁判所での審理が 2016 年 9 月に行われたが、判決は 2017 年までかかると見込まれる上、その判決は最高裁判所に上告することが見込まれるため、最終的な連邦最高裁判所による判決は 2018 年までかかる可能性が高い[64]。この訴訟による米国内の発電部門における CCS の計画に対する影響は甚大であり、結審まで規制への対応を中断している州や対応を模索中の州もあるが、一部の州はこの規制を実施する方策の検討を継続している[64]。

63 Btu：British thermal unit （英国熱量単位）の略。熱量の非 SI 単位で、標準気圧下において質量 1 ポンド（lb）の水の温度を 60.5° F から 61.5° F まで上昇させるのに必要な熱量を示す。MMBtu は百万 Btu を示す。
64 Global Status of CCS 2016, GCCSI, 2016

4. 日本における CCS Ready に関する取組状況等

我が国の CCS Ready に関する取組状況等について諸外国と同様に、以下のように整理した。

表 4-1 日本の CCS に関する取組状況

1. 気候変動対策等に関する状況	
気候変動対策	第 4 次環境基本計画（2014 年 4 月閣議決定）において、長期的な目標として 2050 年までに 80%の温室効果ガス削減（1990 年比）を目指す。2016 年 5 月に、パリ協定等を踏まえ、「地球温暖化対策計画」が閣議決定された。計画では、温室効果ガスを 2030 年度に 2013 年度比で 26%削減するとの中期目標について、各主体が取り組むべき対策や国の施策を明らかにし、削減目標達成への道筋を付けた。同計画では、「地球温暖化対策と経済成長を両立させながら、長期的目標として 2050 年までに 80%の排出削減を目指す」ことが位置付けられている。
電源構成	我が国における電源構成は、2011 年の東日本大震災及びそれに続く原子力発電所の事故を受けて稼働中を含むすべての原子力発電所が停止し、2014 年度で石炭 31%、天然ガス 46%、原子力 0%、新エネルギー等（太陽光、風力、バイオマス、地熱など）3.2%、石油 10%、水力 9.0%となっている。 長期エネルギー需給見通し（2015 年 7 月）では、2030 年度は石炭 26%、天然ガス 27%、原子力 20～22%程度、再生可能エネルギー22～24%、石油 3%とされた。
2. CCS 導入に係る制度等の状況	
CCS に関する法整備	2006 年「1972 年の廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約の 1996 年の議定書（ロンドン議定書）」の改正を受けて、2007 年に「海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律（海防法）」が改正され、特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄（CO_2 海底下地層貯留）が環境大臣の許可制となった。
インセンティブプログラム	国による補助金事業（長岡実証試験）、委託事業（苫小牧大規模実証試験）等。
貯留層の有無	2005 年度の RITE の調査によれば、既存データによる我が国の概算貯留可能量は 1,461 億 t CO_2 である。
その他の考慮すべき事項	日本の国内沿岸域のほとんどにおいて漁業権が設定されているため、沿岸で CCS 事業を実施する場合、漁業者や漁業協同組合との交渉が必要となる可能性が高い。
3. CCS の具体的なプロジェクト等の状況	
CCS のプロジェクト件数	回収から貯留まで含めた初の統合プロジェクトとして苫小牧大規模実証試験が進められている。
主要プロジェクトの進捗	苫小牧大規模実証試験は 2012 年から 20 年までの 9 ヵ年計画。2016 年より圧入開始。また、石炭火力発電所から排出される CO_2 の 50%を分離回収する設備の実証試験を進めている。
社会的受容（PA）上の特性	苫小牧大規模実証試験に関しては、苫小牧市が早くから CCS 実証試験を誘致するための「苫小牧 CCS 促進協議会」を発足させた。 配慮を要する事項として、地震がある。
4. 発電所に係る CCS Ready の取組状況	
	平成 25 年 4 月の「東京電力の火力電源入札に関する環境局長級会議とりまとめ」には以下が示された： 「商用化を前提に、2030 年までに石炭火力に CCS を導入することを検討する。また、貯留適地の調査や、商用化の目途も考慮しつつ CCS Ready において求める内容の整理を行った上で、出来るだけ早期に CCS Ready の導入を検討する。」 エネルギー基本計画には、以下の記載がある： 「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。」

4.1　気候変動対策等に関する状況

4.1.1 気候変動対策

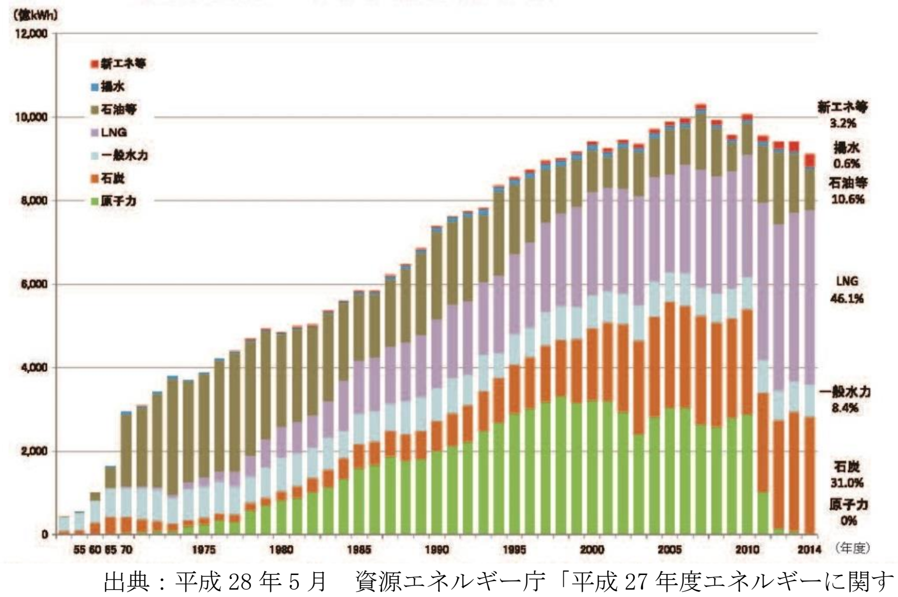
我が国は、第 4 次環境基本計画（2012 年 4 月閣議決定）において、長期的な目標として 2050 年までに 80%の温室効果ガス削減（1990 年比）を目指すこととしている。2013 年以降の地球温暖化対策については、2012 年 6 月に中央環境審議会地球環境部会によって「2013 年以降の対策・施策に関する報告書（地球温暖化対策の選択肢の原案について)」としてまとめられており、省エネルギー・低炭素エネルギー技術の導入により、2050 年までに温室効果ガス排出量 80%削減を達成する可能性が示されている。2016 年 2 月には、長期における温室効果ガスの大幅削減と、我が国が直面する構造的な経済的・社会的課題の同時解決を目指し、気候変動長期戦略懇談会の提言が取りまとめられた。提言では、2050 年 80%削減が実現した社会の絵姿として、電力の 9 割超を、再生可能エネルギーや CCS 付火力を含む低炭素電源によりまかなうこととされた。

2016 年 5 月には、COP21 で採択されたパリ協定や 2015 年 7 月に国連に提出した「日本の約束草案」を踏まえ、我が国の地球温暖化対策を総合的かつ計画的に推進するための計画である「地球温暖化対策計画」が閣議決定された。同計画では、温室効果ガスを 2030 年度に 2013 年度比で 26%削減するとの中期目標について、各主体（国、事業者、国民など）が取り組むべき対策や国の施策を明らかにし、削減目標達成への道筋を付けた。また、同計画には、「地球温暖化対策と経済成長を両立させながら、長期的目標として 2050 年までに 80%の温室効果ガスの排出削減を目指す」ことが位置づけられている。

パリ協定は 2016 年 11 月 4 日に発効、我が国は同年 11 月 9 日に締結した。

4.1.2 電源構成

我が国における電源構成は、2014 年度末の発受電電力量（一般電気事業用）では、石炭 31.0%、LNG 46.1%、石油等 10.6%、水力 9.0%、新エネルギー等（太陽光、風力、バイオマス、地熱など）3.2%、原子力 0.0%[65]となっている（図 4-1)。

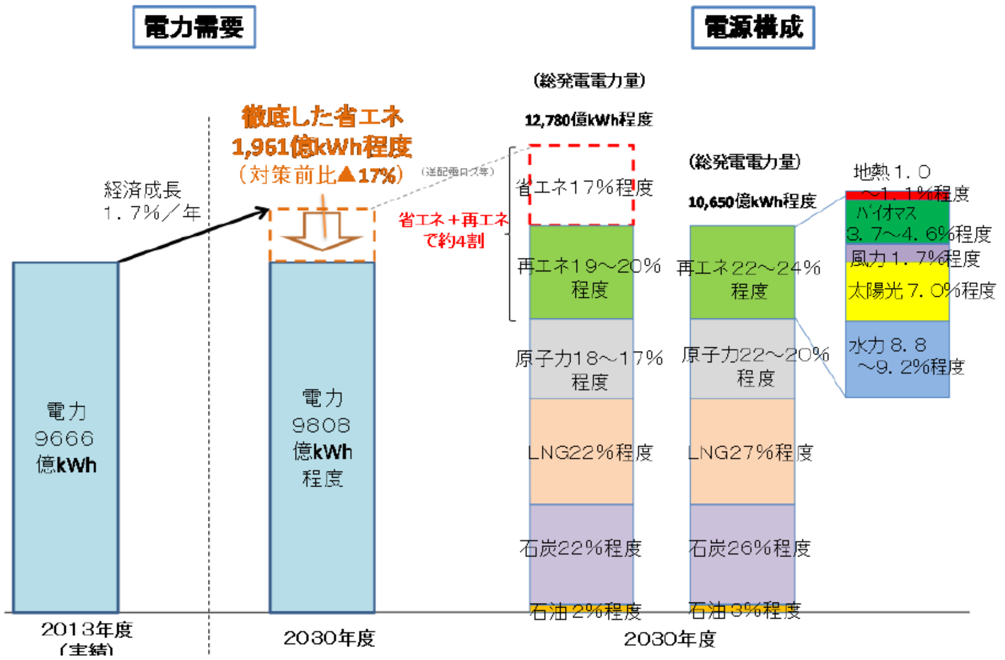


出典：平成 28 年 5 月　資源エネルギー庁「平成 27 年度エネルギーに関する年次報告」

図 4-1 日本の電源構成の推移

65 平成 27 年度エネルギーに関する年次報告, 資源エネルギー庁, 2016

なお、平成 27 年 7 月 16 日には、経済産業省より「長期エネルギー需給見通し」が公表され、2030 年度の電力の需給構造は図 4-2 のとおり示された。



出典：経済産業省ウェブサイト[66]

図 4-2 2030 年度目標とエネルギーミックス（平成 27 年7月）における電力需要・電源構成

2015 年 7 月 17 日には、電気事業連合会加盟 10 社及び特定規模電気事業者 23 社等が「電気事業における低炭素社会実行計画」を公表、電気事業における低炭素実行計画として下記の目標を設定した。

- 2030 年度に排出係数 0.37 kg CO_2/kWh 程度（使用端）を目指す
- 火力発電所の新設等に当たり、経済的に利用可能な最良の技術（BAT:Best Avalable Technology）を採用すること等により、最大削減ポテンシャルとして約 1,100 万 tCO_2 の排出削減を見込む

上記実行計画で掲げた目標達成に向けた取組を着実に推進するため、2016 年 2 月に自主的な枠組みの一環として「電気事業低炭素社会協議会」を設立することを公表した。

2016 年 2 月には、このような電気事業分野における地球温暖化対策についての環境大臣・経済産業大臣合意として、2030 年の目標達成に向け、以下の事項が示された。

- 電力業界の自主的枠組みについて、引き続き実効性の向上等を促す。
- エネルギーの使用の合理化等に関する法律（省エネ法）、エネルギー供給構造高度化法（高度化法）の基準・運用の強化等の政策的対応により、電力業界全体の取組の実効性を確保する。
- 毎年度進捗をレビューし、目標が達成できないと判断される場合は施策の見直し等について検討する。
- そのほか、引き続き平成 25 年の「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」[67]に沿って実効性ある対策に取り組む。

[66] http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html
[67] http://www.env.go.jp/press/16597.html

4.2　CCS 導入に関する制度等の状況

4.2.1 CCSに関する法整備

2006 年 11 月の「ロンドン議定書」[68]の改正により、規制当局の許可を受けた上で CO_2 の海底下地層貯留が可能となった。これを受け、我が国においても 2007 年 5 月に同議定書の国内担保法である「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」という。）が改正され、CO_2 海底下地層貯留に係る環境大臣の許可制が導入された。

改正された海防法における CO_2 海底下地層貯留に係る規制枠組みの主要な点は、次のとおりである。

- 廃棄物等の海底下廃棄を原則禁止としたこと
- 例外的に CO_2 海底下地層貯留を実施しようとする場合、環境大臣の許可を受けなければならないこと
- 許可の申請時における事前の海洋環境アセスメントの実施と海洋環境の監視の実施を義務付けたこと

海防法の下では、廃棄海域の海底下に存在し、海洋環境に影響を及ぼすおそれがある CO_2 に起因する汚染状況の監視等を行うため、圧入終了後も許可を更新しなければならない。

4.2.2 インセンティブプログラム

我が国においては、政府の予算から環境省、経済産業省、文部科学省など各省庁を通じ、CCS の研究開発及び実証についての公的資金を用いて実施されている。表 4-2 にその例を示す。現在進行中のプロジェクトについては、図 4-3 に示す。

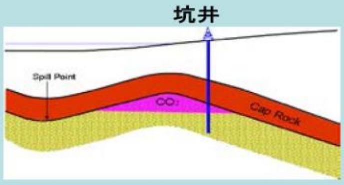
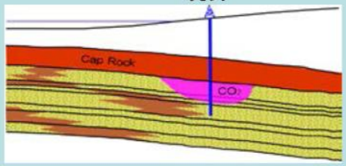
表 4-2　日本における公的資金を用いた CCS 研究開発及び実証の例

プロジェクト	期間	体制	概　要
苫小牧 大規模実証試験	2008-	経済産業省委託事業	分離・回収から輸送、貯留までを含めた我が国初の大規模一貫実証試験。水素製造装置からの CO_2 を海底下の帯水層へ貯留する。2016 年圧入開始。
大崎クールジェン	2012-	経済産業省補助事業（官民共同）	石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC）と CO_2 分離・回収を組み合わせた革新的低炭素石炭火力発電の実現を目指す実証事業。
二酸化炭素 貯留適地調査	2014-	環境省・経済産業省連携委託事業	我が国周辺水域で、広域調査及び詳細調査を実施して、CO_2 の海底下貯留に適した地点を抽出する。
環境配慮型 CCS 実証事業	2014-	環境省委託事業	環境配慮型の CO_2 分離回収設備を建設し、CO_2 吸収液からの有害化学物質の放出抑制技術の実証、石炭火力発電での CO_2 分離回収が発電効率に与える影響等の評価を行う。

4.2.3 貯留層の有無

2005 年度の地球環境産業技術研究機構（RITE）の調査によれば、既存データによる我が国の概算貯留可能量は 1,461 億 tCO_2 である（図 4-3、図 4-4）。

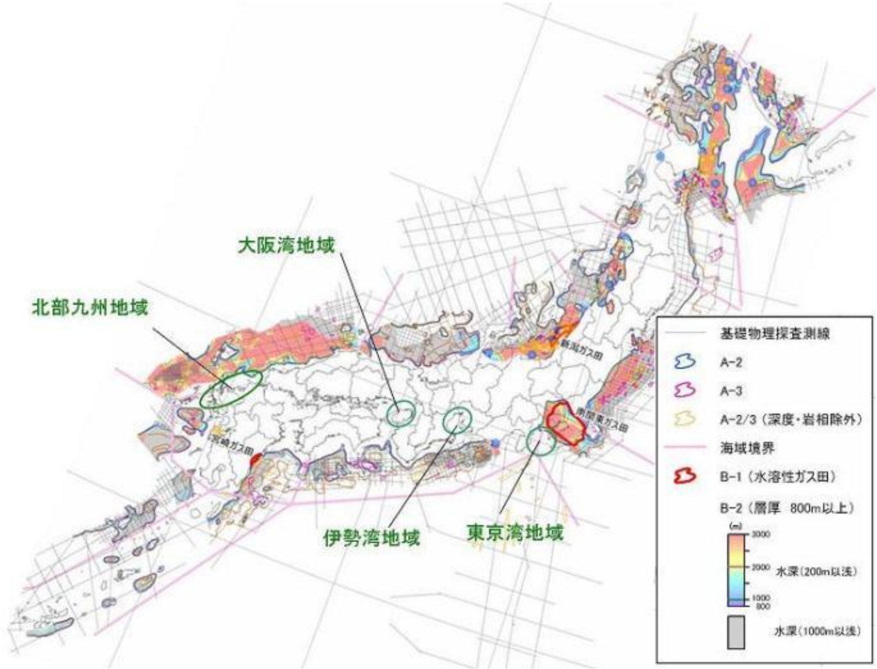
[68] 正式名称「1972 年の廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約の 1996 年の議定書」

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-CO2	B1 275億t-CO2
基礎試錐	坑井・震探データあり	A2 52億t-CO2	
基礎物探	坑井データなし、震探データあり	A3 214億t-CO2	B2 885億t-CO2
貯留概念図		坑井 	坑井 
小　計		301億t-CO2	1，160億t-CO2
合　計		1，461億t-CO2	

*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
*地下800m以深かつ、400m以浅が対象

出典：RITE ウェブサイト[69]

図 4-3 我が国の貯留ポテンシャル



出典：RITE ウェブサイト [69]

図 4-4 我が国の貯留可能な帯水層分布

また、2012 年度には新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）により、上記調査に含まれない大水深海域貯留ポテンシャルの推定が行われており、水深 200～1,000mの日本周辺海域の CO_2 貯留ポテンシャルは概ね従来の水深 200m以浅の結果に匹敵する数百億 t CO_2 との結果が示されている[70]。

69 https://www.rite.or.jp/Japanese/project/tityu/fuzon.html
70 平成 20 年度～平成 24 年度成果報告書「革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト　発電から CO_2 貯留までのトータルシステムのフィジビリティー・スタディー　全体システム評価（発電から CO_2 貯留に至るトータルシステムの評価）　成果報告書」, NEDO, 2013

4.2.4 その他の考慮すべき事項

我が国では大規模なCO_2の発生源が臨海部に集中しているが、国内沿岸域は一部を除き漁業権が設定されているため、沿岸域でCCS事業を実施する場合、漁業者や漁業協同組合との交渉が必要となる可能性が高い。

また、我が国のCO_2によるEORについては、過去に新潟県の頸城油田及び秋田県の申川油田で実証試験が実施されていたが、米国にみられるようなCO_2パイプライン網は存在しない。

4.3 CCSに関する具体的なプロジェクト等の状況

4.3.1 CCSのプロジェクト件数

2016年11月時点において、我が国では複数の実証試験が実施又は計画されている（表 4-3）。

表 4-3 我が国におけるCCSプロジェクト

名　称	場所	回収タイプ	CO_2量	貯留タイプ	操業年
長岡実証試験（貯留のみ）	新潟	ー（市販品）	約1万t/1.5年	深部帯水層（陸域）	2003-2005
苫小牧大規模実証試験	北海道	水素精製（石油精製施設）	20万t/年[71]	帯水層（海底下）	2016-
EAGLE（回収のみ）	福岡	燃焼前回収（IGCC）	20t/d程度	ー	2008-2013
大崎クールジェン（回収のみ）	広島	燃焼前回収（IGCC）	検討中	ー	2020(予定)
三川パイロットプラント（回収のみ）	福岡	燃焼後回収（石炭火力）	10t/d	ー	2009-
環境配慮型CCS実証事業（回収のみ）	福岡	燃焼後回収（石炭、バイオマス）	500t/d	ー	2020(予定)

4.3.2 主要プロジェクトの進捗

以下に、火力発電所からのCO_2の回収に関する実証プロジェクトである大崎クールジェンプロジェクト及び環境配慮型CCS実証事業について記載する。また、実際にCO_2の地下への圧入を実施している長岡実証試験及び苫小牧大規模実証試験についても概要を記載する。

(1) 大崎クールジェンプロジェクト

CO_2回収を前提とした「酸素吹石炭ガス化複合発電実証試験発電所設置計画」については、2012年11月に環境影響評価手続きが終了、翌2013年3月から建設工事が開始され、2017年3月からIGCC設備の実証試験開始が予定されている。CO_2分離回収設備の試験開始は2020年4月の予定となっている。

(2) 環境配慮型CCS実証事業

石炭火力発電所（出力4.9万kW）から1日に排出されるCO_2の50%にあたる500t以上のCO_2を分離・回収する設備の建設、実証運転を計画している。なお、当該発電所はバイオマス発電にも対応する設備への更新を実施中である。

[71] 海防法に基づく環境大臣の許可を受けた「海底下廃棄をしようとする特定二酸化炭素ガスの数量」

(3) 長岡実証試験

RITE によって行われた新潟県長岡市における実証試験は、我が国で行われた初の帯水層への CO_2 圧入試験であり、2003～2005 年の約 1 年半で合計 10,400t の CO_2 が圧入された。この試験の目的は、「わが国の帯水層における CO_2 圧入終了後の CO_2 挙動に関する観測データを取得して、地質工学的な解析・評価を行い、当該事業で開発した長期挙動予測シミュレータにより、CO_2 を安定して貯留できることを確認する」こととされており[72]、基礎研究と位置付けられていた。

このため、この試験では CO_2 の圧入については有意義な結果が得られたものの、CO_2 の分離・回収及び輸送についての機能や性能確認は実施されなかった。加えて、この試験では少量の CO_2 が貯留層の狭い領域に圧入されたことから、大量に広範囲に貯留された場合の CO_2 の挙動等についても把握することができなかった。

(4) 苫小牧大規模実証試験

(3)で述べた長岡市での実証試験における課題に取り組むべく、実用化を想定した規模での実証試験が計画され、2011 年、油ガス田開発が行われた過去があり地質データが豊富に存在する苫小牧沖が試験地として選定された。翌年には経済産業省が、実証試験の関連設備の設計、建設、CO_2 の圧入等を担う事業者の公募を行い、石油元売り、電力会社等が出資する日本 CCS 調査（株）が選定された。

プロジェクトは 2012 年から 20 年までの 9 ヵ年計画となっており、最初の 4 年間はプラントの設計・建設が行われ、その後 3 年にわたって最大 60 万 t[71] の CO_2 が 2 つの異なる深度の地層に貯留される計画となっている。残りの期間は地層状況等のモニタリングのみが予定されている。モニタリングは海防法に基づき、プロジェクト期間終了後も継続されることとなっている。

2016 年 3 月に環境大臣の許可を受けた後、同年 4 月より圧入作業が実施され、2017 年 2 月 15 日現在、約 1 万 t の CO_2 を貯留した段階にある。

4.3.3 社会的受容(Public Acceptance)上の特性

(1) 一般市民による認知度

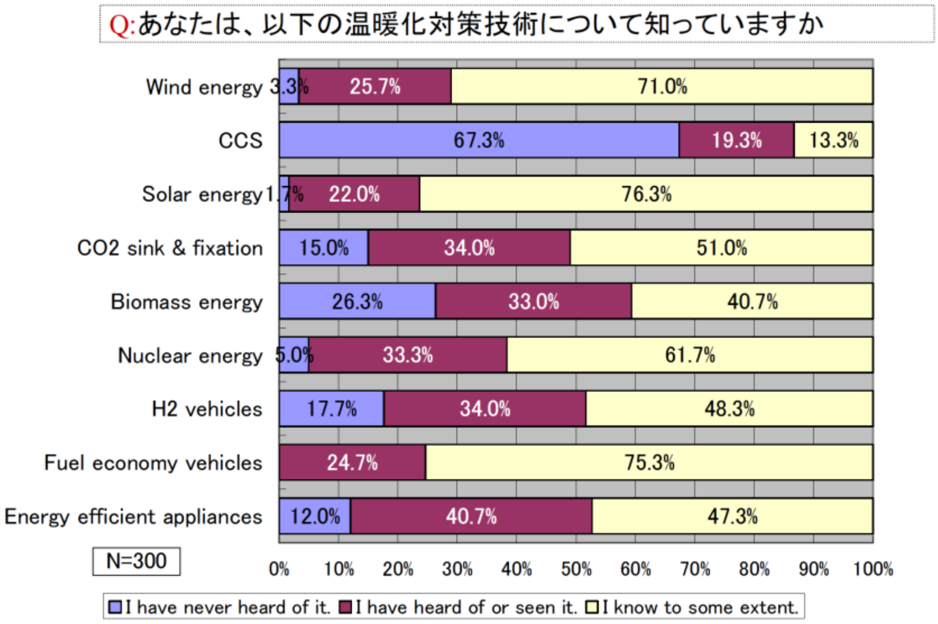
Itaoka（2010）[73]の調査によれば、日本人のほとんどが CCS について知らなかった（図 4-5）。また、窪田（2014）[74]が 2013 年に行った調査においては、CCS についてある程度知識がある層は約 8.1%（N=3,989）との結果が得られている。

---

72 平成 22 年度二酸化炭素地中貯留技術研究開発中間評価報告書, 経済産業省, 2011

73 Overview of public perception to CCS in Japan and a comparison with international research, Kenshi Itaoka, Japan CCS Stakeholder day, 2010

74 発電技術に対する社会的受容性の現状と課題 –CCS と地熱発電を事例とした意識調査– 電力中央研究所報告, 窪田ひろみ, 2014



出典：Itaoka(2010)[73]

図 4-5 日本人の温暖化対策技術に対する認知度

(2) 地域住民の理解

現在経済産業省の委託事業として進められている苫小牧大規模実証試験に関しては、苫小牧市が早くから CCS 実証試験を誘致するための「苫小牧 CCS 促進協議会」を発足させた。

(3) 地震に関する配慮

日本列島は特に地震が多発する地域であるため、我が国でCCS開発を行う際には、一般的に、社会的受容（PA）を考える上で、地震に対する適切な配慮を行う努力が重要である。

なお、海防法においては、特定二酸化炭素を海底下廃棄する海域に関する基準として、「地震等の自然現象による地層の著しい変動の記録がない海域」及び「将来において地層の著しい変動が生ずるおそれが少ないと見込まれる海域」等が定めれられている。

4.4 発電所に係る CCS Ready の取組状況

平成 25 年 4 月に環境省及び経済産業省より公表された「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」においては、国の目標・計画のうち、「2050 年目標」について、次のとおり記載されている。

(ｱ) 国は、当面は、火力発電設備の一層の高効率化、2020 年頃の CCS の商用化を目指した CCS 等の技術開発の加速化を図るとともに、CCS 導入の前提となる貯留適地調査等についても早期に結果が得られるよう取り組む。
(ｲ) 商用化を前提に、2030 年までに石炭火力に CCS を導入することを検討する。また、貯留適地の調査や、商用化の目処も考慮しつつ CCS Ready において求める内容の整理を行った上で、出来るだけ早期に CCS Ready の導入を検討する。上記の検討状況については、随時、事業者に対し情報を提供する。
(ｳ) 2050 年までに温室効果ガス排出量 80%削減を目指すために、2050 年までの稼働が想定される発電設備については、事業者に対し、二酸化炭素分離回収設備の実用化に向けた技術開発を含め、今後の革新的な二酸化炭素排出削減対策についても継続的に検討を進めることを求める。

平成 26 年 4 月に閣議決定された「エネルギー基本計画」には、高効率石炭・LNG 火力発電の有効活用の促進のために「温室効果ガスの大気中への排出をさらに抑えるため IGCC 等の次世代高効率石炭火力発電技術等の開発・実用化を推進するとともに、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。」との記載がある。

平成 28 年 5 月に閣議決定された「地球温暖化対策計画」においては、「2030 年以降を見据えて、CCS については、『東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ』や『エネルギー基本計画』等を踏まえて取り組む。」と、上記 2 件を再確認する形で記載されている。

5. 国際団体等における CCS Ready に関する取組状況

地球温暖化対策に貢献する CCS を進めていく上で CCS Ready 政策は重要であるが、これまで CCS Readyについて国際的に標準化された考え方はまとめられておらず、各国においてCCS Readyとして必要とされている技術事項等は様々である。このため、GCCSI[75]などの国際団体等においては、世界中の様々な国における CCS Ready や CCS に関する取組状況等を踏まえて、CCS の実施に向けた広範な基盤を提供するべく、CCS Ready として検討が必要とされている事項等を整理している。

5.1 CCS Ready の導入に向けて検討が必要とされている事項

各国において CCS に関する取組が進められており、様々な具体的なプロジェクトが展開されている現状を踏まえ、GCCSI などの国際団体等においては、一般的に CCS Ready（Capture Ready、Transport Ready、Storage Ready）として必要とされる事項を、検討内容の具体化の段階に応じて示している[76]。

レベル 1：概念的な設計の段階。概念的な検討であるため、事業者にとってコストと時間がかかるものではなく、検討事項の範囲が最も幅広い。
レベル 2：基本的な設計を行う段階。実証研究等に基づき、回収施設、輸送に関する基本的な設計や、対象となる貯留層の圧入性、容量、完全性を含めた貯留地等に関する準備が含まれる。
レベル 3：詳細な設計段階。具体的に CCS を導入するために必要な用地や許認可等の取得に向けた準備、権利取得に向けた市民関与等の準備を含む。

レベル 1 は概念的な検討を行うのみであるため、必要な用地の取得や技術的な対応を行う必要はなく、また様々なオプションを検討しうることから、コストと時間がかからず、柔軟性が高い。一方、レベル 3 の内容まで準備を行う際には、実際に必要とされる用地の買収や様々な権利の取得の準備、住民等への承認プロセスの実施等を行うこととなり、コストと時間が必要となるが、実際に CCS を導入するためには、このレベルまでの詳細な検討が当然必要となる。レベル 3 の内容を検討することは、対象とする大規模排出源に実際に CCS を導入に当たっての課題を明確にすることにつながり、生じる影響の回避又は低減も可能になる。

GCCSI の報告書に示されている、CCS Ready の各要求事項で検討が必要とされている項目は、表 5-1～表 5-3 のとおりである。なお、それぞれのレベルにおける具体的な内容については、対象とする事業ごとに、その地域の特性や検討時の技術開発の動向等に即して決定されるべきものである。

---

75 The Global Carbon Capture and Storage Institute：世界における CCS の動向について情報収集・発信を行っている非営利法人

76 Defining CCS Ready: An Approach to an International Definition, GCCSI, 2010

表 5-1　Capture Ready に関して検討が必要とされている事項

項　目	レベル 1	レベル 2	レベル 3
a.プラントのサイト選定	貯留サイトへの輸送が可能なプラントサイトの選定		
b.技術選定	ひとつ以上の回収技術の選定	望ましい回収技術の選定	回収技術の選定
c.回収施設の設計	回収施設の追設に係る予備的設計の準備	回収施設の追設に係る技術的実証研究の準備	レベル 2 の事項に加え、回収施設の追設に係る DBM (Design Basis Memorandum) の準備
d.スペース	必要な設備とその建設のための十分なスペースを確保		
e.機器への先行投資	殆ど先行投資をしない	適度なレベルの先行投資	高いレベルの先行投資
f.回収施設の設計コスト算出	予備的コスト分析の準備	技術的実証研究に基づいた予備的コスト分析の準備	レベル 2 の事項に加え、DBM の技術情報に基づく追加的なコスト分析の準備
g.環境、安全、その他の許可	回収施設の追設に必要な許可の検討	回収施設追設に必要な許可取得のための準備	許可取得に必要な主要な文書の準備
h.公衆の認識と関与	ウェブサイト等をとおした回収施設追設の告知	回収施設の計画に市民を関与させる	レベル 2 の事項に加え、承認プロセスへの市民関与を進める
i.回収施設のための機器、材料、サービスの調達	-	回収施設の建設と運転のための機器、材料、サービスを提供する会社のリスト作成	プロジェクトへの応札予定企業との非公式な交渉
j.継続的な義務	規制への Capture Ready の状況についての定期的なレポートの提出	レベル 2 の事項に加えて、回収施設の追設に係る規制への対応	

出典：GCCSI[76] より作成

表 5-2 Transport Ready に関して検討が必要とされている事項

項　目	レベル 1	レベル 2	レベル 3
a.輸送方法	ひとつ以上の輸送方法の選定		
b.CO_2 の輸送経路の選定	ひとつ以上のパイプラインルート又は船舶ルートの選定	通行に係る権利等の選択肢の選定	パイプライン経路又は船舶ルート通行に係る権利等の取得
c.輸送施設の設計	実現可能な輸送方法の予備的な設計準備	実現可能な輸送方法の技術的実証研究の準備(他のプラントとのパイプライン経路や船舶ルートの調整を含む)	レベル 2 の事項に加えて、選定された輸送方法の DBM を準備
d.使用及び権利に関する対立	土地使用に係る対立や土地/港湾へのアクセスについての実現可能性の検討	地上と地下の使用に係る対立や土地/港湾へのアクセスに関する問題の解決	
e.輸送施設のコスト評価	輸送施設に関する予備的なコスト分析の準備と、輸送コストの評価	技術的実証研究に基づいた予備的なコスト分析の実施(輸送コストの評価を含む)	レベル 2 の事項に加えて、DBM に基づいた追加的なコスト分析の準備
f.環境、安全性、その他の許可	CO_2 の輸送に必要な許可の特定	輸送施設に係る許可取得のための実証研究を実施	輸送施設の許可取得のための文書の準備
g.公衆の認識と関与	ウェブサイト等をとおした、選定輸送施設と輸送経路の告知	輸送の計画に市民を関与させる	レベル 2 の事項に加えて、承認プロセスにおいて市民関与を進める
h.輸送施設のための機器、材料、サービスの調達	-	輸送施設の建設と運転のための機器、材料、サービスを提供する会社のリスト作成	プロジェクトへの応札予定企業との非公式な交渉
i.継続的な義務	規制への Transport Ready の状況についての定期的なレポートの提出	レベル 2 の事項に加えて、輸送設備の導入に係る規制への対応	

出典：GCCSI[76] より作成

表 5-3　Storage Ready に関して検討が必要とされている事項

項　目	レベル 1	レベル 2	レベル 3
a.貯留サイトの選定	全回収 CO_2 量と全貯留 CO_2 量の推計と回収 CO_2 を貯留するためのひとつ以上の貯留サイトの選定	レベル 1 の事項に加えて、ひとつ以上の適切なサイトとの契約に係る検討	レベル 2 の事項に加えて、ひとつ以上の適切なサイトの権利の取得
b.圧入性、容量、サイトの完全性の検証	地域における既存の貯留可能性検討のレビューを実施し、必要な容量が理論的に利用可能であることを確認。貯留の完全性とリスクの予備的な評価、サイト評価のための全体計画の提出	レベル 1 の事項に加えて、圧入性、容量、完全性について机上検討を実施し、有効な容量が利用可能であることを示す	レベル 2 の事項に加えて、特定のサイトを選定することを目的とした地質学的調査の実施（帯水層の詳細特性の把握、oil/gas オプションの評価）、実質的な容量の算出と長期の貯留層内の挙動のモデル化、詳細なリスク評価の準備
c.貯留施設の設計	貯留施設の予備的設計の準備	貯留施設の技術的実証研究の準備(予備的なモニタリングと検証の計画を含む)	レベル 2 の事項に加えて、貯留施設の DBM を準備(予備的なモニタリングと検証の計画を含む)
d.使用及び権利に関する対立	地上と地下の使用に係る対立の認識とサイトへのアクセスの確認	地上と地下の使用に係る対立やサイトへのアクセスに関する問題の解決	
e.貯留施設のコスト評価	貯留施設(Capex、Opex、管理費用)の予備的なコスト分析の準備と、貯留コストの評価	技術的な実証研究に基づいた、予備的なコスト分析の実施(貯留コストの評価を含む)	レベル 2 の事項に加えて、DBM に基づいた追加的なコスト分析の準備
f.環境、安全性、その他の許可	貯留サイトに必要な許可の検討	貯留サイトに係る許可取得のための実証研究を実施	貯留サイトの許可取得のための主要な文書の準備
g.公衆の認識と関与	ウェブサイト等をとおした貯留サイトの告知	貯留サイトの計画に市民を関与させる	レベル 2 の事項に加えて、承認プロセスにおいて市民関与を進める
h.貯留サイトのための機器、材料、サービスの調達	-	貯留サイトの建設と運転のための機器、材料、サービスを提供する会社のリスト作成	プロジェクトへの応札予定企業との交渉
i.継続的な義務	規制への Transport Ready の状況についての定期的なレポートの提出	レベル 2 の事項に加えて、貯留関連の設備導入に係る規制への対応	

出典：GCCSI[76] より作成

5.2　CCS の導入に向けて検討が必要とされている技術的事項

5.1 では、Capture Ready、Transport Ready、Storage Ready それぞれの構成要素について、技術的な事項以外も一般的に必要とされている事項についてまとめたが、ここでは、より具体的な技術的事項について事前検討が必要とされている内容を、国際団体等において取りまとめられている報告書等に基づき整理した。

5.2.1 Capture Readyの導入に向けて検討が必要とされている技術的事項

Capture Ready に関して事前に検討が必要とされている具体的な技術に関しては、表 5-7、表 5-8 において、燃焼後回収、燃焼前回収の各技術について整理している。

その中でも、特に柔軟性という点で早期の検討が必要とされる項目の一つである「CO_2 回収施設設置用地の確保」について、IEAGHG の報告書[77]が表 5-4 に示す参考値を示しており、3.1.4 で前述したとおり DECC のガイダンスがその値を参照している。

表 5-4　Capture Ready 発電所の用地面積の参考値（表 3-6 再掲）

<table>
<tr><th></th><th></th><th>燃焼後回収
CCGT</th><th>燃焼前回収
CCGT</th><th>酸素燃焼
CCGT</th><th>燃焼後
USCPF</th><th>CO₂ 回収
IGCC</th><th>酸素燃焼
USCPF</th></tr>
<tr><td>発電施設 [78]
(a)</td><td>m
(ha)</td><td>170×140
(約 2.4)</td><td>同左</td><td>同左</td><td>400×400
(約 16)</td><td rowspan="2">475×375
(約 18)</td><td>400×400
(約 16)</td></tr>
<tr><td>CO_2 回収施設
(b)</td><td>m
(ha)</td><td>250×150
(約 3.8)</td><td>175×150
(約 2.6)</td><td>80×120
(約 1.0)</td><td>127×75
(約 1.0)</td><td>80×120
(約 1.0)</td></tr>
<tr><td>全施設
(a+b)</td><td>ha</td><td>約 6.2</td><td>約 5.0</td><td>約 3.4</td><td>約 17</td><td>約 18</td><td>約 17</td></tr>
</table>

CCGT　：複合発電ガスタービン（Combined Cycle Gas Turbine）
USCPF：超臨界微粉炭燃料（Ultra Supercritical Pulverized Fuel）
IGCC　：石炭ガス化複合発電（Integrated Gasification Combined Cycle）

また、GCCSI の評価[79]では、60 万 kW の微粉炭火力発電所に溶液による燃焼後回収施設を追設する場合と酸素燃焼設備を追設する場合の敷地について表 5-5、表 5-6 のとおり言及している。なお、天然ガス複合発電（NGCC）システムの発電所の具体的な要件は示していないが、排ガス中の CO_2 濃度が石炭火力発電所に比べて低く、CO_2 を回収するにあたってより多くの排ガス流量を必要とするため、一般的には必要な敷地が大きくなるとしている。

表 5-5　60 万 kW 微粉炭火力発電所に溶液による燃焼後回収施設を追設する際に必要とされている敷地面積

	面積
CO_2 回収、圧縮プラント	125m×125m
脱硫プラント／（脱硝装置 SCR）	100m×150m×1 基
排水処理、排水タンク、石灰保管、石膏脱水、石膏サイロ、一時保管タンク	75m×100m
計	約 3.8ha（38,125 ㎡）

[77] CO_2 capture as a factor in power plant investment decisions. 2006/8. IEAGHG, 2006
[78] 石炭焚きについては、燃料貯蔵・取扱所を含む。灰分処理池は含まない。
[79] Defining CCS Ready: An Approach to an International Definition, GCCSI, 2010

表 5-6 60 万 kW 微粉炭火力発電所に酸素燃焼設備を追設する際に
必要とされている敷地面積

	面積
空気分離ユニット	80m×140m×2 台
CO_2圧縮プラント	80m×15m
計	約 2.4ha（23,600 ㎡）

5.2.2 Transport Readyの技術的事項

CCS における輸送手段は、パイプライン（地中及び海底下）によるものと、それ以外の輸送手段（トラック、鉄道、船舶）によるものに大別される。パイプラインによる液化ガスの輸送は、既に成熟した技術であり、CO_2 の輸送に関しても、特に米国の CO_2 による EOR 等の知見が豊富に存在する。船舶についても、LPG（液化石油ガス）や LNG（液化天然ガス）等の輸送を含む大規模なガス輸送に関して、既に実証済の経済的な手段が存在する。一方で、トラックや鉄道による輸送は、商業規模での輸送という観点では実用的でないとされている（小規模の場合を除く）[10]。なお、回収設備と貯留サイトとの位置関係に応じて、これら複数の輸送手段を組み合わせて（パイプラインと船舶等)、輸送が行われることも考えられる。

なお、輸送手段を検討する際には、一般的な高圧ガスを輸送する際に検討する技術的事項が参考になる場合もある。

5.2.3 Storage Readyの技術的事項

Storage Ready の技術的事項は、各貯留サイトの特性に大きく依存すると考えられ、一般的な事項として取りまとめることは困難であるため、本書では取り扱わないこととした。

5.3 CO_2回収設備追設に向けた事前検討が必要とされている技術的事項（Capture Ready）

CCS Ready については、諸外国において一部制度化されており、そのほとんどは Capture Ready を重視している。また、CCS Ready に関する研究等においても Capture Ready に関する内容が多くみられる。このため、本書においては、Capture Ready に関する文献や既往の研究により得られた知見等[80, 81, 82]に基づき、国内外において、Capture Ready に関して事前に検討する必要があると考えられている技術的事項を、以下に整理した。

なお、CCS を行う際には、分離・回収、輸送及び貯留という要素が必要になるため、CCS Ready を進める際には、輸送や貯留の観点についても検討することが重要である。例えば、我が国で CCS の導入を検討する場合には、輸送に関して、発電所の立地特性や貯留先の制限から、諸外国で一般的なパイプライン輸送に加え、船舶輸送についても想定することが考えられるが、船舶輸送を想定して CCS Ready について検討を行う際には、回収後の液化装置や貯蔵タンクといった比較的大きな敷地を必要とする設備についても事前に検討を行うなどの課題が考えられる。ただし、Capture Ready を先行して実施することも考えられる。

発電所において Capture Ready を進めるに当たっては、主に次に示す①～③の事項について事前の検討が必要であると考えられている。また、④及び⑤の事項については、検討が行われること

---

[80] CO_2 Capture Ready Plants. Technical Study, Report Number: 2007/4, IEAGHG, 2007
[81] Defining CCS Ready: A Approach to An International Definition, GCCSI, 2010
[82] 平成 22 年度成果報告書 「革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト　発電から CO_2 貯留までのトータルシステムのフィジビリティー・スタディー　CO_2 輸送システムの概念設計」, NEDO, 2011

が望ましいと考えられている。

① CO_2 回収設備の追設に伴う追加の敷地

② 排ガス等を CO_2 回収設備に送るための配管の接続のため（継手等）の準備

③ 配管等のためのスペースの確保

④ CO_2 回収設備の運転時の送電端出力低下への対応方法

⑤ CO_2 回収設備の運転に必要なエネルギーの効率的な供給方法

以下、その具体的な技術的な内容を CO_2 回収方法別に示す。

5.3.1 燃焼後回収

(1) CO_2 回収方法の概要

微粉炭火力発電（PC）や天然ガス複合発電（NGCC）から CO_2 を回収する場合、一般的に燃焼後回収が検討されることとなる。

微粉炭火力発電所では、ボイラで石炭の燃焼熱によって水を蒸気とし、その蒸気で蒸気タービンを駆動する。ボイラからの燃焼排ガスは大気に放出されるが、放出前に窒素酸化物（NOx）、ばいじん、硫黄酸化物（SOx）等のいわゆる大気汚染物質は除去される。CO_2 の燃焼後回収では、NOx や SOx の除去と同じようにボイラからの排ガスを CO_2 回収設備に導き、アミンなどの CO_2 を吸収する溶液を用いて CO_2 を分離回収する（図 5-1)。

天然ガス複合発電においても、基本的には同様の仕組みで燃焼後の排ガスから CO_2 を分離・回収する。

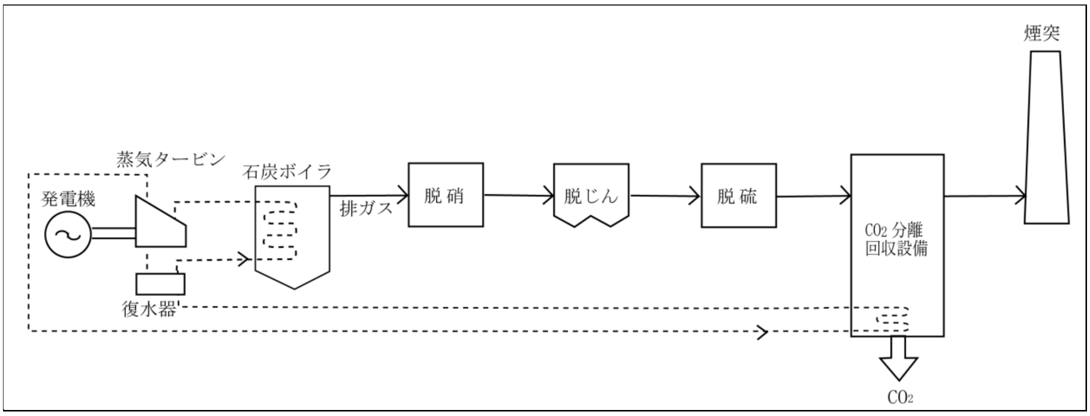


図 5-1 微粉炭火力発電所における燃焼後回収（概念図）

(2) Capture Ready に関して事前検討が必要とされている技術的事項

燃焼後回収を前提とした Capture Ready に関して事前検討が必要とされている技術的事項の概要を以下に、その詳細を表 5-7 に示す。

① 用地の準備

CO_2 回収設備の追設にあたっては、特に以下の用地が必要になるため、事前に検討する必要がある。

・CO_2 回収装置の設置用地

・脱硫装置の追設用地（微粉炭火力発電におけるアミン吸収法の場合、吸収液劣化を防ぐため排煙の更なる脱硫が必要）

・CO_2回収による出力低下に対応するためのボイラ等の容量増加、ライン増設等に必要な敷地
・CO_2回収装置に必要な冷却システム、原水・排水処理設備等の増強に必要な敷地

②配管スペース等の確保及び繋ぎ込み（継手等）の準備

将来必要となる以下の配管等について必要なスペースの確保及び繋ぎ込みの準備をすることで、CO_2回収の一連の設備の追設を容易にする。

・ボイラ排煙をCO_2回収装置へ送る排煙ダクト
・蒸気タービンからの蒸気抽気用配管（CO_2回収液の再生に蒸気（熱）が必要）
・CO_2回収による出力低下に対応するためのボイラ等の容量増加、ライン増設等に必要な配管
・CO_2回収装置の設置に伴う、冷却システム、原水・排水処理等関連配管
・所内電気の増加に対応するための変圧器、ケーブル等

③ 水 - 蒸気サイクルの検討

CO_2 回収装置から低品位熱を回収するための措置を検討することにより、追設時の経済的影響を減少させることができる。

④ 蒸気タービンの検討

CO_2 回収装置に蒸気が必要になるため、蒸気の抽気方法や蒸気減少時の蒸気タービンの運転方法について事前検討が必要とされている。

表 5-7 燃焼後回収における Capture Ready に関して事前検討が必要とされている技術的事項

検討対象	事前検討が必要とされている技術的事項
CO_2 回収設備	**<u>追設のための敷地面積の確保</u>** 特に以下の設備について、敷地面積の確保が必要。 ・CO_2回収設備 ・回収用の設備追加に対応した周辺機器の拡張と増設 ・車両移動用地の増設(回収液移送など) ・回収液の貯蔵・処理設備 ・回収 CO_2の乾燥・圧縮設備 ・資材置き場等追設時の機器や建設のための敷地 ・プロセス領域の他、制御室、制御盤、コンプレッサ等のユーティリティスペース
ガスタービン (NGCC)	**<u>Capture Ready 化に伴う対応は不要</u>** アミン回収の場合、燃焼タービンの変更はない。
ボイラ	**燃焼機器／空気予熱器**：**<u>Capture Ready 化に伴う対応は不要</u>** アミン回収の場合、燃焼機器、加圧部、空気予熱器の変更は不要。
	燃焼空気通風システム：**<u>Capture Ready 化に伴う対応は不要</u>** アミン回収の場合、燃焼空気通風システムの変更は不要。
	排煙システム：**<u>回収装置との繋ぎ込み用スペース及び措置</u>** アミン吸収装置とボイラ排煙システムを連結するダクト敷設のスペース及び吸込通風機（IDF）の排気ダクトの準備（繋ぎ込みのための措置、バイパス用ダンパーの増設、隔離用ダンパー）及び容量の増大が最低限必要。 （NGCC の場合） 排熱回収ボイラ（HRSG）の排ガスを回収装置に送るため、通気管（stack vent）の位置変更が必要。
脱硝装置	**<u>Capture Ready 化に伴う対応は不要</u>** 石炭燃焼起源の NOx は主に NO で、NO_2は最大 5%。NO はアミンと反応せず NO_2は反応。

検討対象	事前検討が必要とされている技術的事項
	40mg/Nm^{3}前後のNO_2濃度であれば、アミン吸収設備の許容範囲。 ・脱硝（乾式）装置により、既に NOx 濃度が 200mg/Nm^{3}以下の発電所[83]では、NO_2（NOx 中最大 5%）濃度は脱硫装置入口で 10mg/Nm^{3}前後となり、湿式脱硫出口ではさらに低減。 ・ほとんどの場合、炉内対策のみによりボイラ（炉）出口における NOx は 500～600mg/Nm^{3}前後まで低減可能。この場合、NO_2（NOx 中最大 5%）濃度は 25～30mg/Nm^{3}前後。 （NGCC の場合） **<u>Capture Ready 化に伴う対応は不要</u>** 回収装置では、NO_2濃度 20ppm(v/v)以下であることが要求される。既にNO_2濃度が 20ppm 以下の発電所であれば対応は不要。 ・選択触媒還元脱硝装置（SCR）により典型的には NOx を 10ppm まで低減可能。 ・タービン内における NOx 制御（低 NOx タービン、排気再循環等）では、NOx 濃度は 20ppm に制限される。ガスタービンがこの基準を満たす場合、NOx の除去は不要。
集塵装置(電気集塵機(ESP)/バグフィルタ) (PC)	**<u>追加の集塵装置の用地の確保（ばいじん除去効果の低い脱硫・冷却方式の場合）</u>** ばいじん除去効果の高い湿式脱硫や、接触式冷却器を用いるプラントでは、Capture Ready 化に伴う対応は不要。 乾式脱硫、その他の排煙冷却器を用いるプラントで、排煙冷却器出口のばいじんが 5mg/Nm^{3}以上と予測される場合、既存の集塵装置の出口側に、アミン吸収設備に対応した集塵装置の追設用地の確保が必要。
脱硫装置 (PC)	**<u>追加の脱硫装置の用地の確保並びに繋ぎ込み用スペース及び措置</u>** SO_2濃度の低減措置。アミン劣化防止のためには 10～30 mg/Nm^3（約 3.5～10ppm）が要求される。 **<u>Case 1</u>**（将来の要件を満たすよう設計された脱硫装置を設置した発電所の場合） SOx 濃度を数十 mg/Nm^{3}までに減少可能な脱硫装置は商業的に普及。その場合、Capture Ready 化に伴う対応は不要。 **<u>Case 2</u>**（現状の SOx 規制に適合するだけの発電所の場合） 追加の脱硫装置設置の適切な場所及びスペースと、将来のブースターファンの接続のための排気ダクトに対する準備が必要。 CCS を想定せずに設置される脱硫装置を改良し、アミン劣化防止のために必要とされるレベルにSO_2濃度を低減させることが可能ならば Capture Ready 化に伴う対応は不要。 IDF に余裕を持たせる設計又は追設時にモーター出力を高める準備を施した設計が可能。この場合、将来の脱硫装置のブースターファンの対応は不要となる可能性あり。 **<u>Case 3</u>**（脱硫対策のない発電所の場合） 脱硫装置設置の適切な場所及びスペースと、将来の IDF とブースターファンの接続のための排気ダクトに対する準備が必要。
蒸気タービン	**<u>回収液の再生に利用する蒸気供給の方策の検討</u>** 蒸気の抽気手段としては様々な方法が考えられ、事業効率等を含めた詳細な検討が必要。 <u>対応例 1</u>：**スロットルバルブ導入**。 ⇒回収液再生ユニットの追設時、スロットルバルブが設置され、中圧（IP）タービン/低圧（LP）タービンの中間点から抽気される。 <u>対応例 2</u>：複数基の LP を**クラッチ**により切り離すことによる抽気。 ⇒回収液再生リボイラ用蒸気に対応する LP タービンをクラッチにより切り離すことで、性能が改善。 <u>対応例 3</u>：追設後の電気出力低下がないよう**ボイラを大型化**。 ⇒下流のシステムは、蒸気量・排煙増大のため大規模化。Capture Ready 期間中、部分負荷でのボイラ運転で、プラントの効率が低下する。 (NGCC の場合) **<u>回収液の再生に利用する蒸気供給の方策の検討</u>** 蒸気の抽気手段としては様々な方法が考えられ、事業効率等を含めた詳細な検討が必要。 <u>対応例 1</u>：PC と同じ <u>対応例 2</u>：PC と同じ <u>対応例 3</u>：追設後の電気出力低下がないよう**ガスタービンと HRSG を大型化**。 ⇒下流のシステムは、蒸気量・排煙増大のため大規模化。Capture Ready 期間中、部分負荷でのタービンと HRSG の運転で、プラントの効率が低下する。 <u>対応例 4</u>：**ガスタービンを追加**（既存のタービンと平行)。 ⇒システムへの熱入力増大の為には HRSG 設計時の事前計画が必要不可欠。追設前に HRSG の効率が減少する可能性あり。

[83] EU 大規模燃焼施設指令（Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants）の規定

検討対象	事前検討が必要とされている技術的事項
	対応例 5：蒸気ボイラを追加。 ⇒追加ボイラ設置用地及びボイラから排出されるガス増分に対応する煙突の設計が必要となる。燃焼器で低 NOx 技術を用いれば SCR の変更は不要。
発電機と補機	**蒸気抽気用配管との繋ぎ込み用措置** 回収液の再生用の蒸気の供給（CO_2 回収液の再生には 110～120℃が必要）は、ほとんどの場合、IP 及び LP タービンを接続する主蒸気配管から蒸気を抽気する方法で、十分供給可能。IP/LP 接続配管に蒸気抽気用配管を接続するバルブと分岐部分を収容する措置が必要。 蒸気タービンは、当初設計の LP タービン排気圧（復水器の圧力）で運転するか、復水器を最大限真空化し、LP タービン内の体積流量を可能な限り最適量に維持しつつ運転する。
水ー蒸気サイクル	**CO_2 回収設備等からの低品位熱を回収・統合する措置の検討** CO_2 回収設備等から低品位熱を回収し、水ー蒸気サイクルに統合するための措置を検討すべき（熱回収の最適化で CO_2 回収による効率低下を最小化できる）。 ・水ー蒸気サイクルは、給水加熱器への凝縮水の供給を必要に応じてバイパスできるよう準備。 ・アミン吸収設備とのプロセス統合のための措置（低圧給水加熱器周辺に、アミン吸収装置のオーバーヘッド凝縮器からの凝縮水回収用配管の設置など）。 ・蒸気タービンとアミン回収リボイラの間の新規 LP 蒸気配管の敷設のために、蒸気タービンエリア内にスペースと措置が必要。 ・追設前後で最適な条件で復水ポンプを運転するために、事前投資として、復水ポンプの配置や容量の変更が検討可能。
冷却水システム	**冷却負荷の増大に対するスペースの確保及び繋ぎ込み用措置** 冷却負荷の増大に対し、スペース及び繋ぎ込み用措置を除いて、Capture Ready に伴う対応は不要。 冷却水源（閉鎖ループ、ワンスルーの淡水、ワンスルー海水）によっては、排水側冷却塔などの将来に備えた対応が必要。
圧縮空気システム	**将来の圧縮空気要件の考慮** 将来の圧縮空気要件を考慮に入れた Capture Ready プラントの圧縮空気システムの規模及び選択を要検討。個々の圧縮能力の増加を若干必要とし、ドライヤ及びレシーバ（空気タンク）の能力もそれに伴って増加。
原水前処理設備	**原水前処理ラインの増設スペースの検討** 原水前処理設備エリアにおいて、CO_2 回収設備の追設に伴う原水前処理ラインの増設スペースの検討が必要。
排水処理設備	**統合用の拡張スペースの確保及び措置** 排水処理設備エリアには、CO_2 回収設備の追設時に新設される廃液ラインとの統合用の拡張スペース及び措置が必要。アミン廃棄物のための措置を含む。
所内電気	**増加する電気負荷に対応するスペースの確保及び措置** 回収設備及びそれに付随する装置、ブースターファン及び CO_2 圧縮設備（ポンプ、コンプレッサ等）等を導入することによる電気負荷の増加への対応が必要。特に、以下の項目の検討は必須。 ・追加的な所内変圧器（UAT）のスペース ・UAT 及び補機への電力供給のためのバスダクトへの準備 ・追加のケーブルを収容するための地下トレンチ及び地上トレーの検討 ・低圧-高圧（LV-HV）スイッチギヤの拡張（追加の Incomer、Feeder 及びモーターコントロールセンターへの対応）のためのスペース
配管ラック	**追加の配管のためのスペースの確保** Capture Ready プラントは、追加の配管のために、適切な場所にスペース確保が必要。追加配管として以下が挙げられる。 ・蒸気タービンとリボイラ間の大口径 LP 蒸気配管。 ・リボイラからの凝縮水を低圧給水加熱へ戻す配管。 ・アミン吸収設備のオーバーヘッド凝縮器と低圧給水加熱とを接続する加熱－復水の配管。 ・リボイラへの大口径 LP 蒸気配管からの排水配管。 ・排煙冷却装置と CO_2 コンプレッサのインタークーラーへの冷却水配管

5.3.2 燃焼前回収

(1) CO_2 回収方法の概要

石炭ガス化複合発電（IGCC）では、燃焼する前の合成ガスから CO_2 を分離する燃焼前回収により CO_2 を効率的に回収することができる。

IGCC では、石炭をガス化炉でガス化し、一酸化炭素（CO）と水素（H_2）を主成分とする石炭ガス化ガス（合成ガス）を発生させる。その後、ガス精製設備で硫黄等の不純物を除去した合成ガスを燃焼させることでガスタービンを駆動する。ガスタービンからの燃焼排ガスは煙突から放出する前に排熱回収ボイラに送られ、熱回収により発生した蒸気で蒸気タービンを駆動する。

IGCC における燃焼前回収では、シフト反応器において燃焼する前の合成ガスに水蒸気（H_2O）を添加し、化学反応により CO と H_2O を CO_2 と H_2 に転換して CO_2 を回収する。CO_2 を分離回収した後の H_2 を主成分としたガスで、ガスタービンを駆動する（図 5-2）。

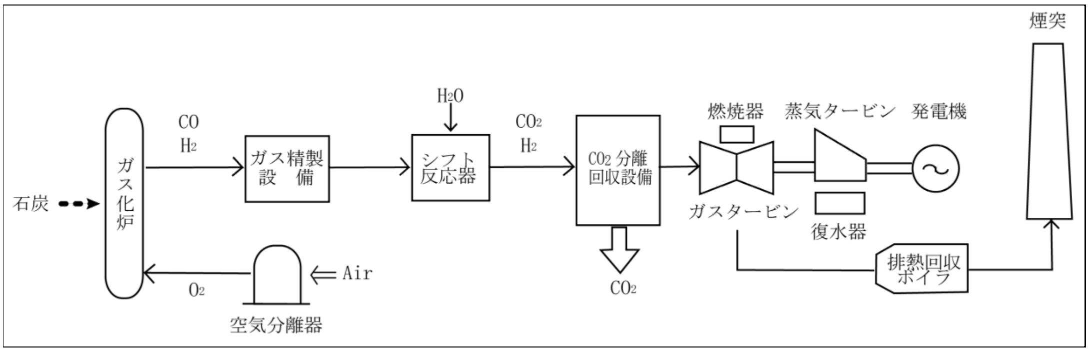


図 5-2 IGCC（酸素吹き）における燃焼前回収（概念図）

(2) Capture Ready に関して事前検討が必要とされている技術的事項

酸素吹き IGCC における燃焼前回収を前提とした Capture Ready に関して事前に検討が必要とされている技術的事項の概要を以下に、その詳細を表 5-8 に示す。

①用地の準備

CO_2 回収設備の追設にあたっては、特に以下の用地が必要になるため、事前に検討する必要があるとされている。

・シフト反応器及び CO_2 回収装置の設置用地
・CO_2 回収による出力低下に対応するためのボイラ等の容量増加、ライン増設等に必要な敷地
・CO_2 回収装置に必要な冷却システム、原水・排水処理設備等の増強に必要な敷地

②配管スペース等の確保及び繋ぎ込み（継手等）の準備

将来必要となる以下の配管等について必要となるスペースの確保及び繋ぎ込みの準備をすることで、CO_2 回収の一連の設備の追設を容易にする。

・シフト反応器・CO_2 回収装置を経由する燃料ガスパイプ
・CO_2 回収による出力低下に対応するための燃焼器等の容量増加、ライン増設等に必要な配管
・CO_2 回収装置の設置に伴う、冷却システム、原水・排水処理等関連配管
・所内電気の増加に対応するための変圧器、ケーブル等

③水 - 蒸気サイクルの検討

CO_2 回収装置から低品位熱を回収するための措置を検討することにより、追設時の経済的影響を減少させることができる。

④燃料ガスの変化への対応の検討

CO_2 回収により燃料ガスの成分が変化するため、燃焼器、ガスバーナーの燃焼システム設計、排熱回収ボイラ、蒸気タービンの運転等への影響について検討する必要があるとされている。

ただし、IGCC における CO_2 回収のために事前の検討が必要とされる技術的事項は、ガス化炉、ガスタービン及び酸性ガス除去システム等の選択に依存して異なる。本書では限られた研究事例（特定のプラント構成に基づく）を参考に整理しているが、実際に CCS Ready について検討を行う際には、対象とするプラントの構成により、本書に整理した以外の異なる内容・オプションが存在し得ることに留意が必要である。

表 5-8 燃焼前回収における Capture Ready に関して事前検討が必要とされている技術的事項

検討対象	事前検討が必要とされている技術的内容
CO_2 回収設備	**追設のための敷地面積の確保** 特に以下の設備について、敷地面積の確保が必要。 ・シフト反応器 ・追加の酸性ガス除去カラム ・上記に伴う熱交換器 ・回収 CO_2 の乾燥・圧縮設備 ・資材置き場等追設時の機器や建設のための敷地 ・プロセス領域の他、制御室、制御盤、コンプレッサ等のユーティリティスペース
ガス化炉	**ガス化炉及び空気分離装置（ASU）の大規模化の検討** ガス化炉及び空気分離装置（ASU）は、追設後、H_2 を多く含む（低発熱量の）ガスを十分供給し、ガスタービンをフルロードにできるよう大型化を検討することが考えられる。この場合、回収前は、これらの機器の容量以下での運転によって発電所の効率が低下する。代替として、ガス化炉と ASU を大規模化しないことによる全体のプラントコストへの影響を評価することが必要。
合成ガス冷却	**シフト反応要件を考慮した冷却方式の選択** 冷却方法の選択が追設後のシフト反応器の選択（スィートシフト／酸性シフト）に影響する。 ・湿式クエンチの場合、発生する合成ガスはかなりの水分を含有し、シフト反応プロセスに有利。ただし、スィートシフトを低温脱硫で使用する場合は、大幅な冷却が必要になり水分のほとんどは凝縮する。その結果、シフト反応のために多くの蒸気添加が必要となり、電気出力と効率が相当低下する（追設後スィートシフトを適用する可能性が制限される）。 ・シンガスクーラーは、スィートシフト対酸性シフトの決定にそれほど影響しない。
硫黄除去	**スィートシフト／酸性シフトの選択** 硫黄成分をシフト反応前に除去するか（スィートシフト）、シフト反応後に除去するか（酸性シフト）の検討は重要。
シフト反応器及び熱交換器	**シフト反応器の配置、導入時期の選択** シフトの配置により、水ー蒸気サイクルとの繋ぎ込みと統合のオプションは異なる。酸性シフトの場合、COS 水和反応器は不要。 シフト反応器は、初期から導入することも可能。この場合、追設による変更を最低限に抑えることはできるが、追設前の効率が減少する。
酸性ガス除去装置（硫黄 /CO_2 分離）	**追設前後の溶媒の最適化** 通常、回収なしの IGCC で硫黄除去のための最適な溶媒（化学溶媒であることが多い）は、回収ありの IGCC にとって最適（物理溶媒：Rectisol 及び Selexol など）ではない。 追設後使用が予想される溶媒をあらかじめ使用するよう設計することが可能。この場合、追設時の唯一の変更は、合成ガスストリームからの CO_2 を除去するためのカラム及び補助設備の追加になる。 また、酸性ガス除去装置を 2 基構成とし（1 基が常用、もう 1 基が予備）、当初は両方を H_2S 回収しようとして起き、将来的にそのうち 1 基を CO_2 回収しようとして運用するよう改造することを想定することも可能。
ガスタービン	**大容量ガス供給パイプ敷設スペースの確保** シフト反応器導入後、ガスタービン燃焼器へ大容量ガスを送るパイプのためのスペースが必要。 **追設後の電気出力低下を防ぐための方策の検討**

検討対象	事前検討が必要とされている技術的内容
	電気出力低下をもたらさないために、以下の対応例がある。 　<u>対応例 1</u>：追設後の部分負荷運転を防ぐため、**ガス化炉、ASU、付属機器（例：石炭供給システム）を大規模化** 　追設前は、部分負荷運転によりプラントの効率が下がる。 　近くに N_2 及び O_2 の需要があれば、余剰分を販売して ASU を最大出力で運転できる。 　また、ガス化炉の容量増加に対し、余剰合成ガスを排熱回収ボイラ（HRSG）の補足的な燃焼に使用するよう構成することが可能。 　<u>対応例 2</u>：**予備のガス化炉を備えたガス化炉設備の建設**（例えば、ガスタービン 4 基に対しガス化炉 5 基） 　最初は、追加のガス化炉をシステムのスペアとして運転し、他の装置が修理又はメンテナンスの際に使用する。追設後、プラントは増加したガスタービンのフロー需要を供給するため、スペアのガス化炉も利用して運転が可能。 　資本コストの高いオプションだが、複数の発電ユニットを備えるサイトで考慮する価値のあるオプションである。 **<u>燃焼システムの設計</u>** ガスタービン燃焼システムは合成ガス又は（CO_2 回収後の）H_2 を多く含むガスのいずれかについて最適化するよう設計される。H_2 を多く含むガスを燃焼可能なバーナーの開発が進行中だが、現状では合成ガスの燃焼に適したシステムが組まれる。このため、追設時に、H_2 燃焼に最適化した燃焼システムに交換する必要がある。 これは技術開発の進展によって将来的にガスタービンを交換しなくてもよい H_2 燃焼システムが開発される前提であるが、場合によっては、ガスタービンの交換が必要になる。 燃焼システムの変更に応じて、追加の敷地が必要になる場合がある。
ボイラ	**<u>幅広い運転範囲に対応する HRSG と蒸気タービン、入念な設計調査</u>** Capture Ready の HRSG と蒸気タービンは、CO_2 回収の有無に応じて、幅広い運転範囲に対応する必要がある。CO_2 を回収する場合、ガスタービン入口温度が低くなることで、HRSG 入口温度が低くなり、蒸気タービン出口での蒸気の質が低くなる可能性がある。また、ガスタービンからの排ガスの水分が多いと、HRSG の伝熱に影響する。
脱硝装置	**<u>（必要に応じて）追加の脱硝装置の用地の確保並びに繋ぎ込み用スペース及び措置</u>** バーナーの選択によっては、HRSG に選択触媒還元脱硝装置（SCR）を追加することが考えられ、そのための敷地並びに繋ぎ込み用スペース及び措置が必要。
蒸気タービン	**<u>幅広い運転範囲に対応する HRSG と蒸気タービン、入念な設計調査</u>** Capture Ready の HRSG と蒸気タービンは、CO_2 回収の有無に応じて、幅広い運転範囲に対応する必要がある。CO_2 を回収する場合、ガスタービン入口温度が低くなることで、HRSG 入口温度が低くなり、蒸気タービン出口での蒸気の質が低くなる可能性がある。また、ガスタービンからの排ガスの水分が多いと、HRSG の伝熱に影響する。追設は、システムの熱－蒸気統合に重大な影響を及ぼす可能性があるため、より入念な設計調査が必要。
水－蒸気サイクル	**<u>CO_2 回収設備等からの低品位熱を回収・統合する措置の検討</u>** シフト反応器や CO_2 回収設等から低品位熱を回収し、水－蒸気サイクルに統合するための措置を検討すべき（熱回収の最適化で CO_2 回収による効率低下を最小化できる）。
冷却水システム	**<u>冷却負荷の増大に対するスペースの確保及び繋ぎ込み用措置</u>** （燃焼後回収と同じ）
圧縮空気システム	**<u>将来の圧縮空気要件の考慮</u>** （燃焼後回収と同じ）
原水前処理設備	**<u>原水前処理ラインの増設スペースの確保</u>** （燃焼後回収と同じ）
排水処理設備	**<u>統合用の拡張スペースの確保及び措置</u>** 排水処理設備エリアには、CO_2 回収設備の追設時に新設される廃液ラインとの統合用の拡張スペース及び措置が必要。
所内電気	**<u>増加する電気負荷に対応するスペースの確保及び措置</u>** （燃焼後回収と同じ）
配管ラック	**<u>追加の配管のためのスペースの確保</u>** Capture Ready プラントは、追加の配管のために、適切な場所にスペース確保が必要。追加配管として以下が挙げられる。 ・ガス及び蒸気輸送 ・追加冷却水配管 ・他の設備の変更

おわりに

地球温暖化対策は世界規模で取り組むべき喫緊の課題であり、長期的な温室効果ガスの削減目標を達成するためには、長期間の稼働が見込まれる大規模排出源を極力抑制するとともに、稼働させる場合には、温室効果ガスの排出削減に大きく貢献できる技術である二酸化炭素回収・貯留技術（CCS）の導入等について、予め必要な事項を検討し、準備をする CCS Ready を進めておくことが重要である。

CCS に関しては、国内外において様々な技術開発や、大規模な実証事業等のプロジェクトが進められている。また、すでに CCS Ready を制度化している国もある。これらの取組を基礎として、経済性や社会的受容性の観点等からの課題を克服し、将来的な商用化と、現在稼働中の火力発電所を含めた大規模排出源への導入を図っていくことが求められる。

将来的な CCS の導入に向けて、我が国においても CCS Ready について、このような国内外における技術開発や様々なプロジェクトの進捗等の各国における最新の動向等を踏まえながら、対象事業の事業特性や地域特性に応じて、CCS Ready に求められる内容を早急に整理していく必要がある。