

サマリー

世界の石炭利用技術（IGCC・CCS）を巡る動向

— 第4回 米 国 —

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 主任研究員 横越 久樹

近年、化石燃料の中では比較的資源量が多くかつ安価な石炭の利用に対する注目が集まっている。本連載では、クリーン・コール・テクノロジーと総称される石炭の新しい利用技術の中でも、従来にない高効率での発電が可能なIGCC（Integrated coal Gasification Combined Cycle：石炭ガス化複合発電）技術と、CO₂排出量削減の短中期的な切り札として期待が高まっているCCS（Carbon dioxide Capture and Storage：二酸化炭素回収・貯留）技術に着目し、その基本的な情報や動向について調査、整理した。調査に際しては発電分野での適用を念頭におき、報告の前半では各国の電気事業の概要を整理している。また、調査対象として中国、オーストラリア、米国、欧州を取り上げた。

米国では自国に豊富な石炭資源を保有していることもあり、石炭火力は電力供給において、将来にわたって主力の役割を担うと見られている。一方、2002年に発表した気候変動イニシアティブによれば、2012年までの10年間で温室効果ガスインテンシティ（温室効果ガス排出量/GDP）を18%削減するとしており、CO₂排出量抑制の観点からクリーン・コール・テクノロジーに対する期待は高いと考えられる。

米国には油田、ガス田が多数存在し、これらを利用したCCS計画は二つの点で有利であり、実現可能性は比較的高いと考えられる。

- ・ 石油増進回収は既に実用化されている技術であり、単純なCO₂貯留よりも経済性の点で有利である。
- ・ 枯渇石油、ガス田を利用したCCS計画では、地質構造が既知であり、長期にわたる貯留の安定性を推察するうえで有利である。

IGCCについては、CCS同様、温室効果ガスを削減するための有効なツールと認識されており、2005年のエネルギー政策法（Energy Policy Act of 2005）においてもIGCCなどクリーンコール技術を適用した石炭火力に対する減税措置を謳うなどしているが、FutureGen計画の見直しに見られるように、政策における重要性という点ではCCSよりも一歩後退している感がある。民間企業主導でIGCC計画を進めるとなると、そこには当然経済原理が働くこととなり、経済性において天然ガス火力や超臨界圧石炭火力、原子力など他の電源との競争に勝てるか否かがIGCC実現の鍵を握ることとなる。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

世界の石炭利用技術（IGCC・CCS）を巡る動向

— 第4回 米 国 ¹ —

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 主任研究員 横越 久樹

1 電気事業の概要

1-1 概要

現在、アメリカで電気事業に従事する事業者は、電気事業者と非電気事業者に大別される。

電気事業者は3,000社以上存在し、所有形態によって私営、連邦営、地方公営、協同組合営電気事業者等に分けられる。私営電気事業者は217社と数は少ないが、販売電力量の61.9%を供給しているのに対し、地方公営電気事業者は2,010社あり電気事業者の約6割を占めているが、大半が小規模事業者であり、販売電力量は15.4%に過ぎない(図表1)。

非電気事業者は、自家消費用または電気事業者等への卸売、あるいはその両方を目的として発電を行う私企業で、QF²を所有・運転するコージェネ事業者、再生可能エネルギーを利用するQFを所有・運転する小規模発電事業者、適用除外卸発電事業者(Exempt Wholesale Generator:EWG)等から構成されている。

発電設備容量は非電気事業者が4億4,557.6万kW、私営電気事業者が4億0,479.6万kWとなっている。発電設備の内訳は、私営電気事業者が石炭(46.7%)、非電気事業者はガス(58.9%)、連邦営電気事業者は水力(57.2%)の割合が高くなっている(図表2)。

電気事業者に対する規制は、連邦エネルギー規制委員会(Federal Energy Regulatory Commission:FERC)による州際取引規制と、州公益事業委員会(Public Utilities Commission:PUC)による州内取引規制とに二元化されている。

1996年にはFERCから全米の送電線を解放することを目的としたOrder 888、Order 889が発令され、送電線を所有するすべての電力会社に対して完全なオープン・アクセスと送電部門の機能分離が義務付けられ、卸発電市場は自由化されることとなった。これに伴い、すべての送電線利用者の平等な送電線利用を可能にするため、送電線網を管理・運用する非営利機関の独立系統運用事業者(Independent System Operator: ISO)が誕生し、その後、新規参入者に対する差別的行為の問題を解消するため、1999年にOrder 2000が発令され、ISOより地域的な広がりを持ち計画策定の責務を負う中立的な地域送電機関(Regional Transmission Organizations: RTO)が設立された。

電力の小売自由化については、16州(ワシントンDCを含む)で家庭用を含む前面自由化を実施している。

¹ 第1回目 中国、第2回目オーストラリア、第3回欧州

² Qualified Facility。非電気事業者の発電設備を指し、規模、使用する技術、燃料種別が決められている。

図表1 所有者形態別電気事業者の構成 (2006年)

	事業者数 (構成比%)	需要家数 %	販売電力量 %	販売収入 %
私営	217 (6.6)	68.6	61.9	63.7
連邦営	9 (0.3)	0.0	1.2	0.5
地方公営	2010 (61.5)	14.5	15.4	14.0
協同組合営	882 (27.0)	12.4	10.2	9.7
パワーマーケット	150 (4.6)	4.5	11.3	12.2
合計	3268 (100)	100.0	100.0	100.0

(出所) American Public Power Association,
2008-09 Annual Directory & Statistical Report より作成

図表2 電気事業者・非電気事業者の発電設備容量・発電電力量の構成 (2006年)

	発電電力量		発電設備容量		発電設備の内訳					
	(GWh)	割合	(MW)	割合	石炭	ガス	原子力	石油	その他	水力
私営	1,683,230	41.0%	404,796	37.6%	46.7%	29.9%	10.8%	6.0%	0.6%	6.0%
連邦営	280,807	6.8%	72,826	6.8%	25.0%	7.8%	9.9%	0.0%	0.0%	57.2%
地方公営	413,434	10.1%	105,637	9.8%	27.1%	36.3%	8.3%	8.3%	0.6%	19.3%
協同組合営	194,605	4.7%	46,842	4.4%	50.3%	38.6%	6.4%	2.6%	0.2%	1.9%
パワーマーケット	71,296	1.7%	—	—	—	—	—	—	—	—
非電気事業者	1,457,916	35.5%	445,576	41.4%	17.1%	58.9%	9.6%	6.7%	5.5%	2.2%
合計	4,101,288	100%	1,075,677	100%	31.2%	41.4%	9.8%	6.0%	2.6%	9.0%

(出所) American Public Power Association, 2008-09 Annual Directory & Statistical Report
より作成

1-2 電力需給

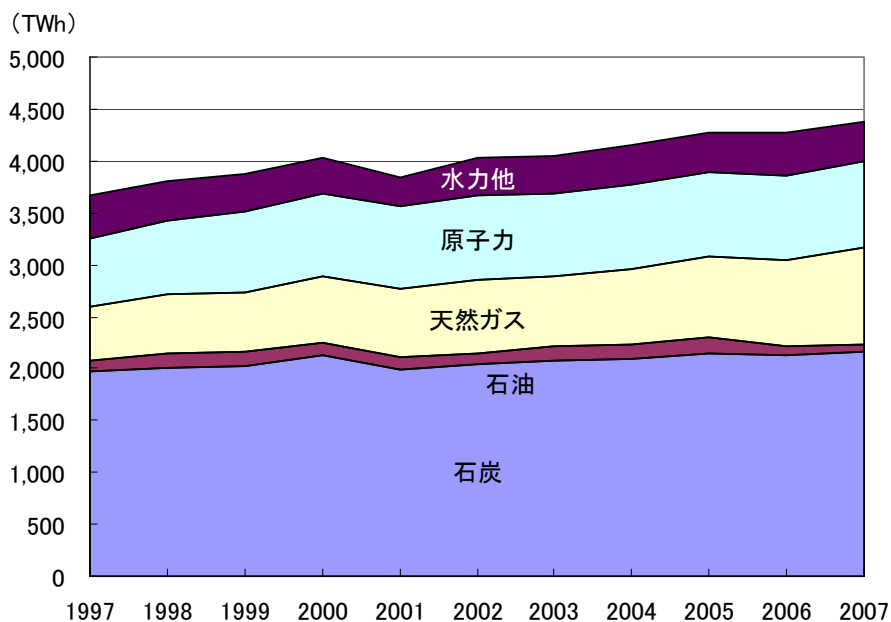
米国における2007年の発電電力は4,372TWhであった。その内訳は、石炭が49.4%とほぼ半分を占め、次いで天然ガス(21.1%)、原子力(19.1%)の順となっている。1997年から2007年までの発電電力量は年平均1.8%の伸び率で増加している。電源別の発電電力量構成比で見ると、石炭が主要な電源となっている。

図表3 発電電力量の推移

	(TWh)					
	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1997年 (構成比)	1976.0 53.8%	108.3 2.9%	505.6 13.8%	666.4 18.1%	415.9 11.3%	3,672.2 100%
2002年 (構成比)	2039.7 50.7%	106.1 2.6%	712.4 17.7%	804.5 20.0%	363.4 9.0%	4,026.1 100%
2007年 (構成比)	2158.5 49.4%	81.5 1.9%	921.5 21.1%	836.7 19.1%	374.0 8.6%	4,372.2 100%
平均伸び率(1997-2002)	0.6%	-0.4%	7.1%	3.8%	-2.7%	1.9%
平均伸び率(2002-2007)	1.1%	-5.2%	5.3%	0.8%	0.6%	1.7%
平均伸び率(1997-2007)	0.9%	-2.8%	6.2%	2.3%	-1.1%	1.8%

(出所) IEA, Energy Balance of OECD countriesより作成

図表4 発電電力量の推移



(出所) IEA, Energy Balance of OECD countriesより作成

1-3 発電設備

2006年の夏季発電設備容量は986,215MWであり、2005年から0.8%の増加であった。電源別の構成比は、石炭31.7%、石油5.9%、天然ガス39.4%、原子力10.2%、水力（揚水を含む）10.1%、その他（再生可能エネルギー他）2.8%となっている（図表5、6）。

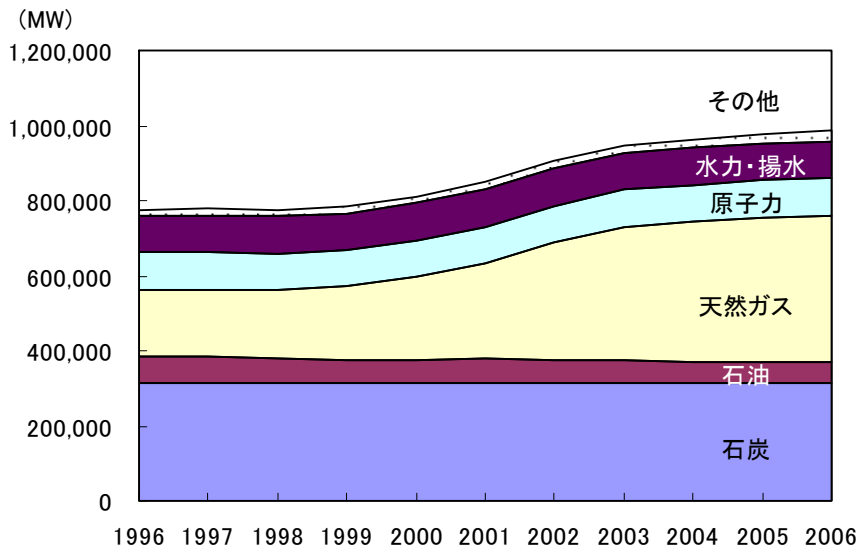
2006年には新たに12,129MWの発電設備容量が追加され、3,458MWが閉鎖されたが、天然ガスの追加発電設備容量は8,563MWで70.6%を占めている。なお、天然ガス火力発電所の増加は1999年に始まり、2002年と2003年にピークを迎え、その後は伸びが大幅に減少している。

図表5 発電設備容量の推移

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	その他	合計
1996年 (構成比)	313,382 40.4%	72,518 9.3%	174,135 22.4%	100,784 13.0%	97,547 12.6%	17,523 2.3%	775,890 100.0%
2001年 (構成比)	314,230 37.0%	66,162 7.8%	252,832 29.8%	98,159 11.6%	98,580 11.6%	18,290 2.2%	848,254 100.0%
2006年 (構成比)	312,956 31.7%	58,097 5.9%	388,294 39.4%	100,334 10.2%	99,282 10.1%	27,251 2.8%	986,215 100.0%
平均伸び率(1996/2001)	0.1%	-1.8%	7.7%	-0.5%	0.2%	0.9%	1.8%
平均伸び率(2001/2006)	-0.1%	-2.6%	9.0%	0.4%	0.1%	8.3%	3.1%
平均伸び率(1996/2006)	0.0%	-2.2%	8.3%	0.0%	0.2%	4.5%	2.4%

(出所) EIA, Electric Power Annual 2006より作成

図表6 発電設備容量の推移



(出所) EIA, Electric Power Annual 2006 より作成

1-4 電源開発計画

EIAのAnnual Energy Outlook 2008 レファレンス・ケースによると、総発電電力量は年平均1.1%で増加し、2030年には5,235TWhへ増加すると予想されている(図表7)。電源別の構成比で見ると、石炭は将来にわたり主要な電源になると見られている。

総発電電力量に占める天然ガスの割合は、2006年の20%が2017年まで20%から21%程度で推移するものの、その後徐々に減少し、2030年には14%に低下し、再生可能エネルギーの構成比がほぼ同等となる見込みである。一方、石炭火力は2006年から2008年の間で48%から49%であり、2030年には54%に増加する見込みである。

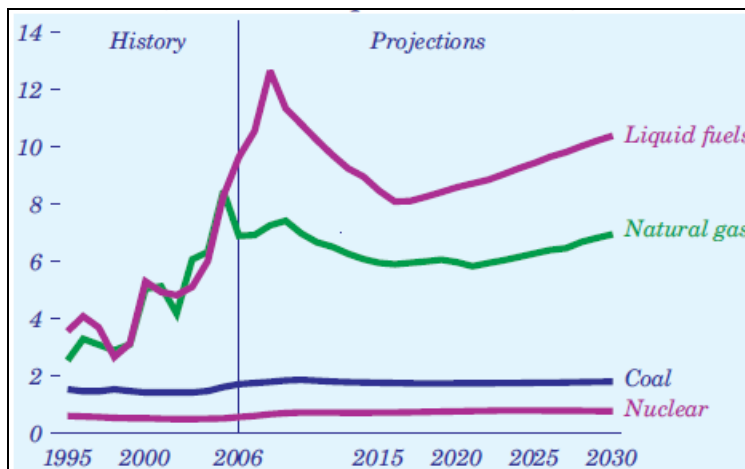
石炭火力が増加する理由の一つとして、石炭と天然ガスの価格差が上げられる。天然ガスは現在の水準から一旦下がるものの、その後徐々に値上がりすると予測されている。一方、石炭は、2030年にかけて現在とほぼ同じ価格水準で推移すると見られている(図表8)。

図表7 発電電力量見通し

	単位:TWh				
	2006	2010	2015	2020	2030
石炭	1,988 (49%)	2,055 (48%)	2,182 (49%)	2,357 (50%)	2,836 (54%)
石油	63 (2%)	55 (1%)	57 (1%)	60 (1%)	66 (1%)
天然ガス	806 (20%)	908 (21%)	905 (20%)	832 (18%)	737 (14%)
原子力	787 (19%)	797 (19%)	807 (18%)	868 (18%)	917 (18%)
揚水	0 (0%)	1 (0%)	1 (0%)	1 (0%)	1 (0%)
再生可能エネルギー	385 (10%)	461 (11%)	518 (12%)	587 (12%)	658 (13%)
分散型電源(天然ガス)	0 (0%)	0 (0%)	1 (0%)	1 (0%)	4 (0%)
その他	18 (0%)	16 (0%)	16 (0%)	16 (0%)	16 (0%)
	4,051	4,294	4,485	4,723	5,235

(注) 2006年の合計が合わないが原典どおり掲載
 (出所) EIA, Annual Energy Outlook 2008より作成

図表8 発電用燃料費の見通し



(注) 縦軸は\$/MMBtu=0.95\$/GJ。

(出所) EIA, Annual Energy Outlook 2008

発電設備容量は、石炭火力が2006年の309.8GWが96.3GW増加し2030年には406.1GWに、複合サイクルは2006年176.5GWから33.5GW増加し2030年210.0GWに、原子力は2006年の100.2GWが14.7GW増加し2030年に114.9GWになると予想している（図表9）。

また、原子力については、2005年のエネルギー政策法（EPAAct）において新規の原子力発電所建設に関する財政支援措置に関する条項が定められたことをうけ、複数の電力会社が原子力発電所の新設計画を打ち出している。

図表9 発電種別毎の発電設備容量見通し

	単位:GW				
	2006	2010	2015	2020	2030
石炭	309.8	316.0	323.9	343.1	406.1
混焼	119.7	118.4	93.6	93.3	92.9
複合サイクル	176.5	190.0	192.4	196.7	210.0
ガスタービン	130.9	137.4	130.0	132.1	164.7
原子力	100.2	100.9	102.1	110.9	114.9
揚水	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5
燃料電池	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
再生可能エネルギー	96.3	111.6	117.3	123.6	132.5
分散型電源(天然ガス)	0.0	0.3	0.9	2.7	9.8
合計	955.0	996.0	981.6	1023.8	1152.4

(出所) EIA, Annual Energy Outlook 2008 より作成

1-5 電力政策

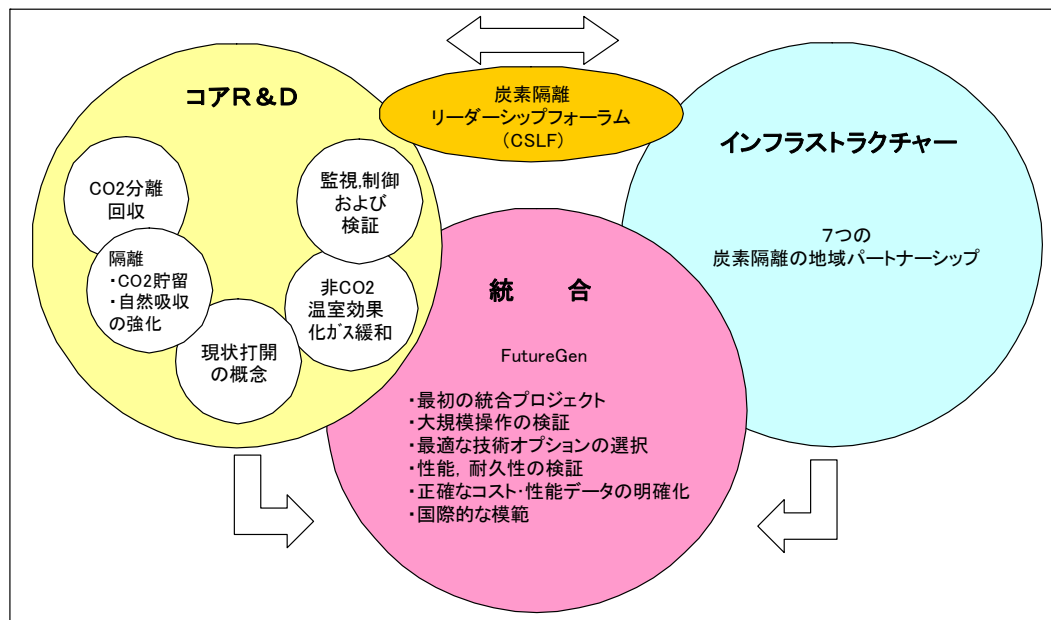
2005年8月のEPAActでは主な電力関連施策として電力信頼度機関（ERO）の設置・信頼度基準の義務化など供給信頼度の向上、プライスアンダーソン法の延長など原子力に対する財政支援を挙げており、電力の安定供給、原子力の推進を謳っている。

環境政策については、米国は京都議定書を批准しない旨を表明したが、一方で2002年の気候変動イニシアチブでは2012年までの10年間で温室効果ガスインテンシティー（温室効果ガス排出量/GDP）を18%削減すると発表している。また、Clean Coal Power Initiative³（以下CCPI）に対して実施予算を2006～2014年にかけて毎年2億ドル確保し（石炭ガス化技術：70%、その他のクリーンコール技術：30%）、さらにクリーンコール技術を導入した石炭発電に対し税の減免措置を提供するとしている。そのため優遇税制を前提とした2010年頃の運転開始を目標とした複数の石炭ガス化複合発電（Integrated Gasification Combined Cycle、以下IGCC）プロジェクトが検討されている。

2006年には気候変動技術プログラム（Climate Change Technology Program）戦略計画の最終版である「米国気候変動技術プログラム戦略プラン（U.S. Climate Change Technology Program Strategic Plan）」が発表され、その中で温室効果ガス排出を抑制するためにエネルギー供給部門からの排出削減（IGCCの商用化、FutureGenのスケールアップなど）、二酸化炭素（CO₂）の回収と隔離などに関する6つの目標を掲げている。

また、NETL（National Energy Technology Laboratory：国立エネルギー技術研究所）が作成した「炭素隔離ロードマップとプログラム計画（Carbon Sequestration Technology Roadmap and Program Plan 2006、2007）」には、「2012年までにエネルギー供給コストの上昇が10%以下に収められるようなシステム（90%のCO₂を回収）を開発する」ことを目的とした技術開発計画を示している。（図表10）

図表10 炭素隔離ロードマップとプログラム計画



（出所）NETL, Carbon Sequestration Technology Roadmap and Program Plan 2006

³ ブッシュ大統領が2002年に立ち上げた、電力分野における革新的かつ経済効率性を備えた石炭利用技術の開発を目的とするプログラム。

- R&D (研究開発)

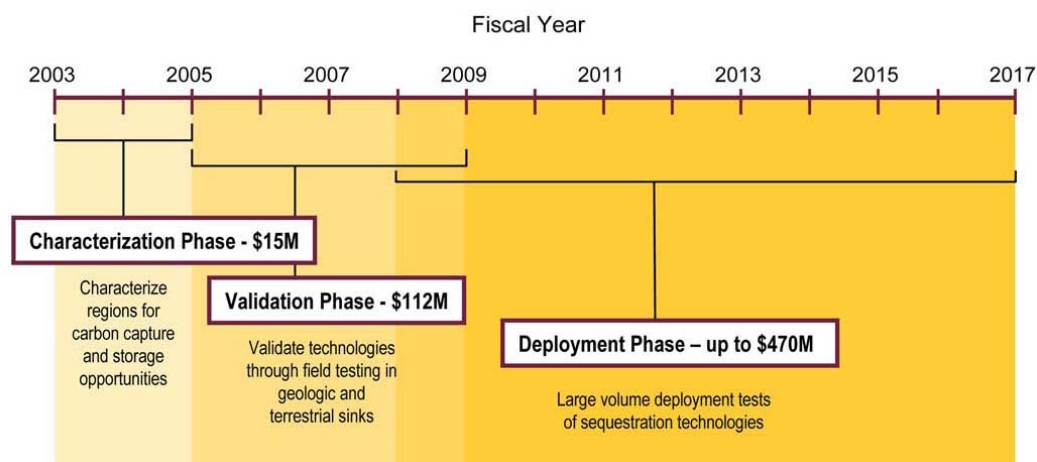
CO₂の回収貯留 (Carbon dioxide Capture and Storage 以下 CCS) といった温室効果ガス排出抑制のための新技術やシステムの開発を目的としている。
- インフラストラクチャー

R&D 技術の実施場所として利用するための炭素隔離の地域パートナーシップが7つあり、それぞれ 2003 年～2005 年まで地層評価、2005 年～2009 年まで実証、2008 年～2017 年の商用化を目指している。(図表 11)
- 炭素隔離リーダーシップフォーラム (CSLF)

CCS に関する技術、問題などの情報交換の場であり、国際的な協力のもとで技術改良を重ね CCS 技術の確立や世界的な展開を目的としている。
- FutureGen プロジェクト

IGCC・CCS の統合システムとして、石炭からのクリーンな発電を目指したプロジェクトである。(後述)

図表 11 炭素隔離の地域パートナーシップ計画



(出所) NETL, Carbon Sequestration Technology Roadmap and Program Plan 2007

さらに 2008 年になって、「炭素回収・貯留早期展開法案」「The Future Fuels Act of 2008 (法案)」といった CO₂ 回収貯留技術の展開促進を目的とした法案が審議されている。

2 IGCC・CCSを巡る動向

2-1 IGCC

2-1-1 稼働中のプラント

稼働中のプラントの例を以下に示す。

図表12 稼働中のIGCCプラント

プロジェクト名	Wabash River	Tampa
発電所名	Wabash River Generating Station, Unit1	Polk Power Station, Unit1
ガス化炉方式	酸素吹き スラリーフィード E GAS炉	酸素吹き スラリーフィード GE炉
送電端発電出力 (発電効率 実績)	262MW (39.7% HHV)	250MW (37.5% HHV)
実施主体	Global Energy、PSI Energy	Tampa Electric
運転開始時期	1995(現在、商用運転中)	1996(現在、商用運転中)

(出所) JCOAL Journal、2006年11月号他より作成

① Wabash River

インディアナ州 Wabash River の既存火力のリパワリングとして、石炭ガス化炉とガスタービンが導入された。1993年に着工し1995年に運転開始、1999年12月に4年間の実証試験を満了している。

実証試験では、従来の石炭炊きボイラと比べてSO₂、NO_x、粉塵の排出量を大幅に削減することができ、39.7% (HHV) の効率と最高で77%の稼働率を達成した。

総事業費4億3,820万ドルの50%について、DOEからの補助を受けている⁴。

その後商用運転に供され、2003年の稼働率は70%⁵を超えていた。一時期運転を停止していたが、2005年から稼働を再開している。(図表13)

② Tampa

フロリダ州 Tampa に新設火力として建設された。1994年に着工し1996年9月に運転を開始、2001年9月に5年間の実証試験を満了した後、2002年から商業運転を行っている。

実証試験では、良好な環境性能と70～80%の稼働率を達成した。

総事業費3億328万ドル⁶の49%について、DOEからの補助を受けている⁷。

2005年の稼働率は約60%⁸である。(図表14)

⁴ 米国エネルギー省 (DOE) Project Fact Sheet 2003

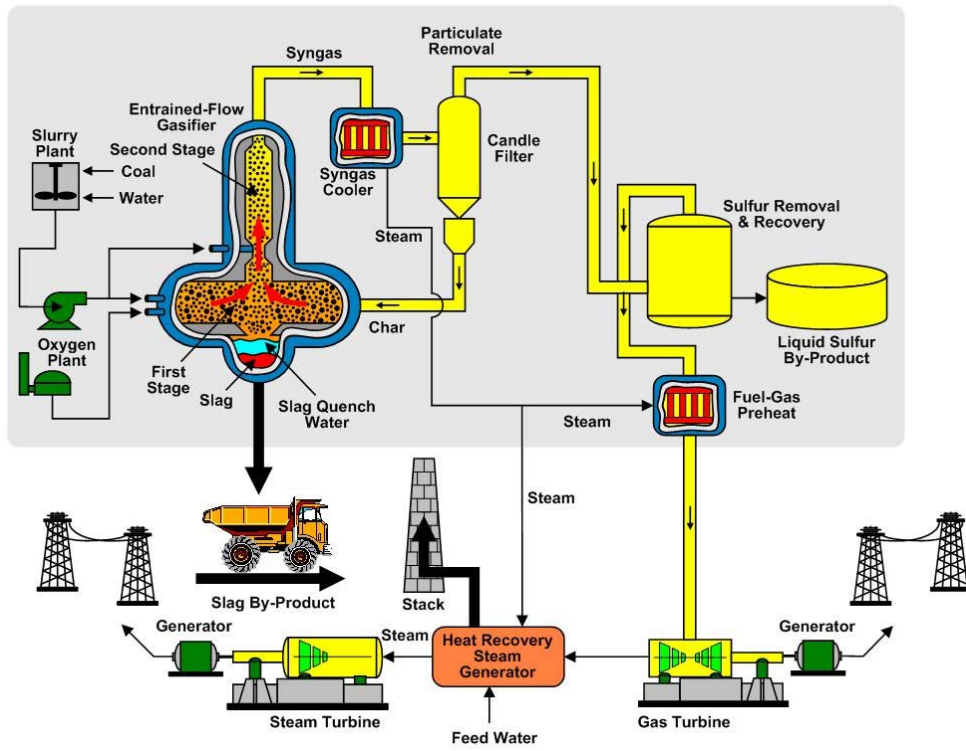
⁵ JCOAL Journal、2006年11月号より

⁶ 最終的なプロジェクト費用は6億691万ドルとなっている。

⁷ 米国エネルギー省 (DOE) Project Fact Sheet 2003

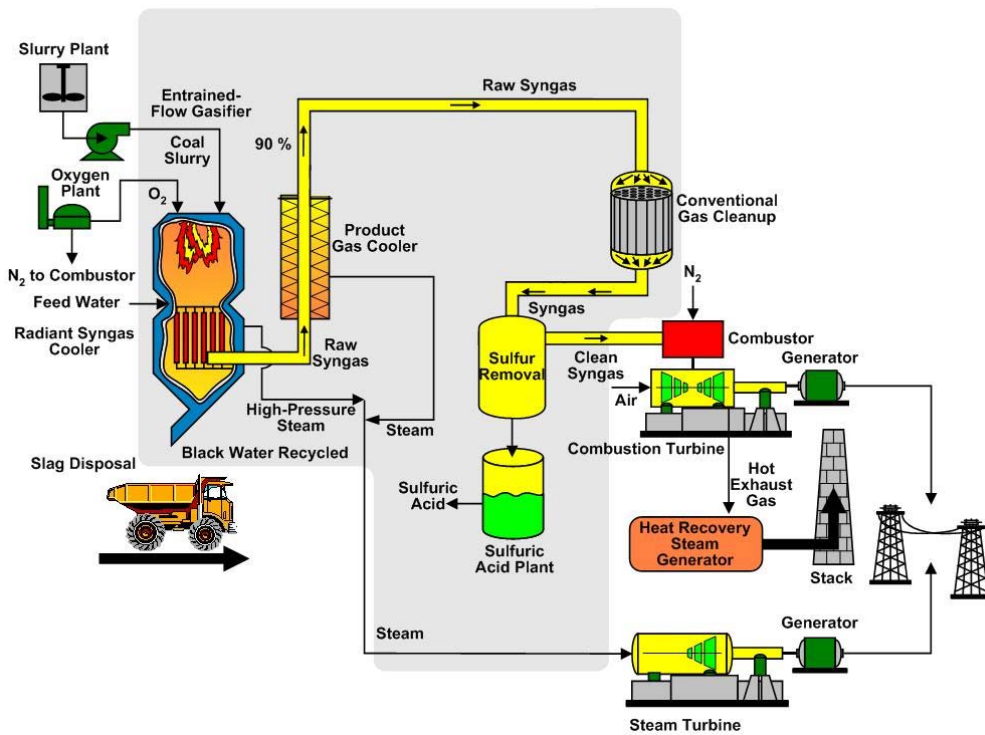
⁸ JCOAL Journal、2006年11月号より

図表13 Wabash River のプロセスフロー



(出所) DOE, PROJECT FACT SHEET 2003

図表14 Tampa のプロセスフロー



(出所) DOE, PROJECT FACT SHEET 2003

2-1-2 計画中のプロジェクト

NETL の報告によると計画中の IGCC は 28 件存在し、そのうち進行中（建設許可済、着工間近、建設中）のものが 6 件、計画が公表されているものが 22 件となっている。2007 年 12 月と比較すると、それぞれ 3 件増加、7 件減少となっている（図表 15）。

図表15 計画中の IGCC

進行中		計画を公表		合計	
2007.12	2008	2007.12	2008	2007.12	2008
3	6(+3)	29	22(-7)	32	28(-4)

(出所) NETL, Tracking New Coal-Fired Power Plants 2008(June)

計画中の IGCC プロジェクトのうち、代表的なものについて以下に示す。

図表16 IGCC プロジェクト

場所	オハイオ州	イリノイ州	ミネソタ州	オハイオ州	ウェストヴァージニア州	インディアナ州	アイダホ州
実施主体	Global Energy	Erora Group	Excelsior Energy	American Electric Power (AEP)	Appalachian Power(AEP)	Duke Energy (Cinergy)	Mountain Island Energy Holdings,LLC
燃料	微粉炭 石油コークス	石炭	石炭	石炭	石炭	石炭	石炭
状況	建設間近	計画中	建設中	計画中	大気汚染防止の届出済み	計画中	計画中
ガス化炉方式	—	—	E-Gas炉	GE炉	GE炉	GE炉	—
出力	540MW	777MW	603MW	629MW	629MW	630MW	250MW
運開予定年	2008	2010	2011	2012	2012	2012	2013

(出所) NETL, Tracking New Coal-Fired Power Plants 2007 他より作成

幾つかの計画について、以下に概説する。

① Excelsior Energy

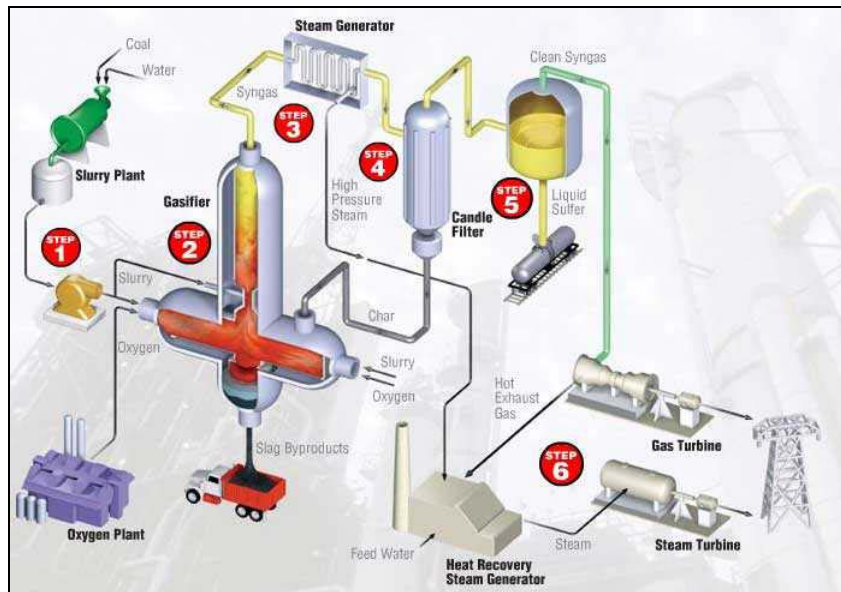
ミネソタ州でConocoPhillips社のガス化炉を適用した603MWのIGCCプラント建設を計画している。2008年に工事着手し、2011年に商業運転を開始する予定である。米国エネルギー省（DOE）から3,600万ドル、州政府の基金から1,950万ドルの補助を受ける。また、連邦政府からは債務保証を受けることも出来る。（図表17）

② AEP (American Electric Power)

ウェストバージニア州およびオハイオ州で GE Energy 社のガス化炉を適用した629MWのIGCCを計画中であり、公表されている送電端効率は38.6% (HHV) である。

ウェストバージニア州およびオハイオ州の両計画は、ともに各州規制当局の許可を取得済みである。また、ウェストバージニア州の計画では、総額約 22 億 3,000 万ドルを見込んでいる。

図表17 プロセスフロー



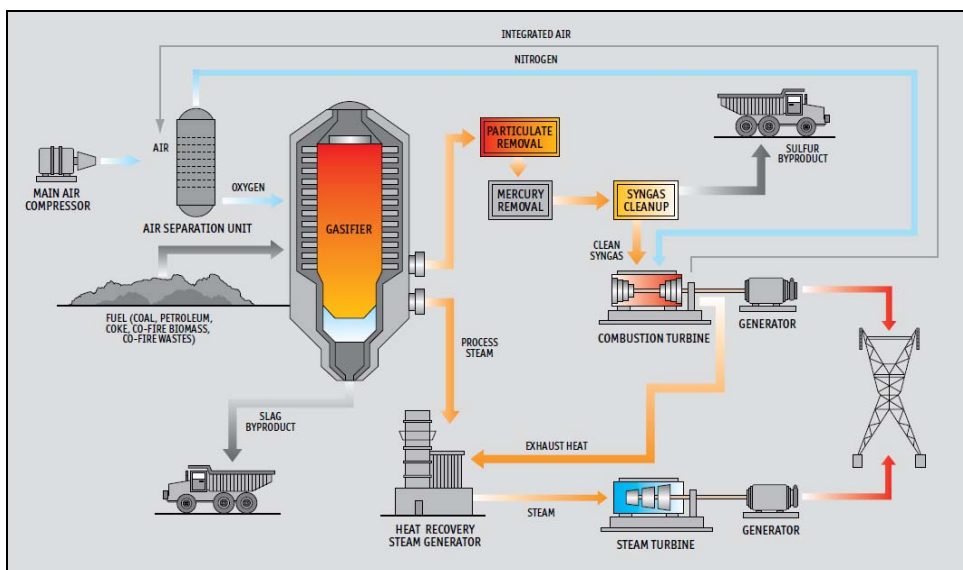
(出所) EXCELSIOR ENERGY ホームページ

③ Duke Energy

2007年11月にインディアナ州当局 (URC) の承認を受けており、インディアナ州のKnox郡にある既設Edwardsport発電所のリプレースとして、GE Energy社のガス化炉を適用した630MWのIGCCを計画している。(図表18)

運開予定は2012年である。建設費用は約23億ドルを見込んでおり、地元自治体、州政府、連邦政府から総額4.6億ドルの減税措置を受ける。

図表18 プロセスフロー



(出所) Duke Energy ホームページ

2-2 CCS

IEAのデータベース⁹では、北米におけるCCS関連プロジェクトを「CO₂回収商業プロジェクト」「CO₂回収研究開発プロジェクト」「CO₂地層貯留実証プロジェクト」「CO₂地層貯留研究開発プロジェクト」「CO₂海洋隔離研究開発プロジェクト」といったカテゴリに分類し、試験が終了したものを含め、全体で約70の計画を列挙している。現在進行中の主なCCS関連プロジェクトについて以下に示す。

図表19 CCS 関連プロジェクト

プロジェクト名	DF2 Carson プロジェクト	炭層メタン生産 とCO ₂ 貯留	Teapot Dome Test Center
実施場所	カリフォルニア州	ウェストバージニア州	ワイオミング州
事業主体	BP Edison Mission Group	CONSOL ENERGY	DOE - Rocky Mountain Oilfield Testing Centre (RMOTC) 他
CO ₂ 排出源	製油プロセス	NA	NA
CO ₂ 貯留量	400万t/年(回収量)	NA	500t/日
CO ₂ 貯留の種類	石油増進回収	炭層メタン回収	石油増進回収
プロジェクト期間	2007年初旬～ 運転開始:2011年予定	2002年～2008年	圧入開始2005～2006年 最大10年間継続
プロジェクトタイプ	商業プロジェクト	地層貯留研究開発 プロジェクト	地層貯留研究開発 プロジェクト

(出所) IEA Greenhouse Gas R&D Programme, R, D&D Projects Database, RITE
二酸化炭素地中貯留データベースより作成

① DF2 Carson

BP社の複数の製油所で発生する石油コークスを水素とCO₂に転換し、水素はガスタービン発電に利用し、CO₂は約90%を回収する施設の建設を予定している。

このプロジェクトでは、精油プロセスの副生成物である石油コークスに含まれる炭素をCO₂に、リサイクルした排水を水素に転換するものである。水素による発電出力は500MWを予定しており、年間400万トンが回収されるCO₂はパイプラインで輸送し、石油増進回収用に圧入される。

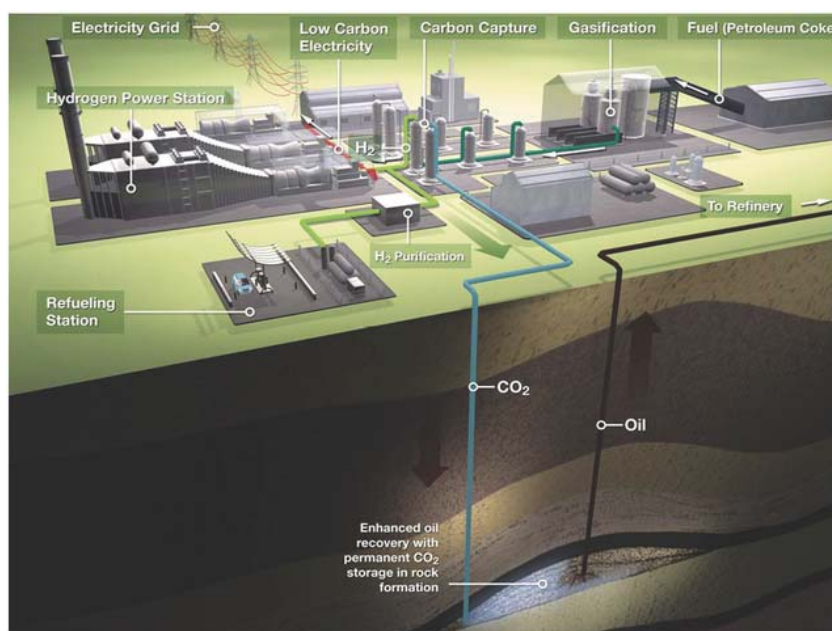
② 炭層メタン生産とCO₂貯留

CONSOL ENERGY社はアパラチア山脈において炭層メタンの生産を行っているが、炭層にCO₂を圧入すると、圧入されたCO₂と炭層中のメタンが置き換わることで炭層メタンの回収量が増加することが期待されている。またこの操作によって、CO₂の炭層への貯留を同時に実現するものである。

当初の計画では、CO₂の圧入を2004年から2006年かけて行い、その後2008年いっぱいまでCO₂の挙動を監視することとなっている。

⁹ Greenhouse Gas R&D Programme - R, D&D Projects Database

図表20 DF2 Carson プロジェクト概要



(出所) BP ホームページより

③ Teapot Dome Test Center

ワイオミング州のティーポットドーム油田の試験センターにおいて、米国エネルギー省の傘下にあるロッキー山脈油田試験センター (Rocky Mountain Oilfield Testing Centre : RMOTC)、Anadarko Petroleum 社などが共同で実施している。この試験センターは、CO₂ 地中貯留に関する新技術の実証を行うための研究開発拠点として位置づけられている。

同地域には、1,300 本以上の油井があり、これまで 80 年以上に渡って石油の生産が行われてきたことから、周辺の地質構造に関するデータが豊富に存在し、地中に貯留した二酸化炭素の挙動を推測、計測するのに格好な場所となっている。

2-3 FutureGenプロジェクト

FutureGenプロジェクトは、2003年2月にブッシュ大統領により発表されたプロジェクトであり、当初の目的は、石炭ガス化技術、炭素隔離技術および水素燃料製造技術等を利用して、世界初のゼロエミッション石炭ガス化発電プラント (275MW) を建設し、実証試験を行うというものであった。2007年12月に、DOE (連邦エネルギー省) と共同で FutureGenプロジェクトを進めるFutureGen Alliance¹⁰は、世界初のゼロエミッション石炭ガス化プラントの建設用地としてイリノイ州Mattoonを選定した。

¹⁰ FutureGen 構想を米国 DOE と共に進める民間コンソーシアム。参加企業は、生産者 (BHP Billiton、Energy Coal、Xtrata Coal 等) とそのユーザーである電力会社 (American Electric Power、E. ON. US 等)。外国政府も

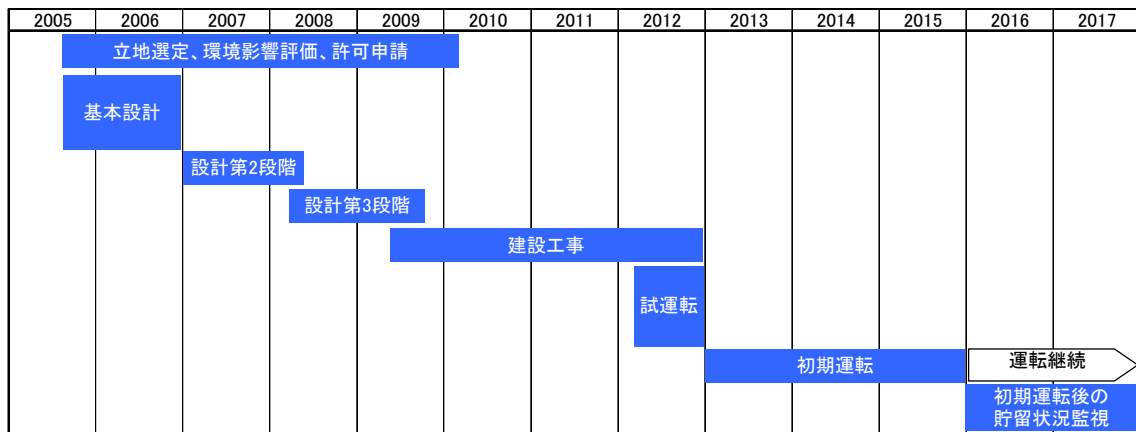
しかしながら、2008年1月にDOEはFutureGenプロジェクトの見直しを発表している。従来はIGCCとCCSが一体となった計画であったが、見直後の計画では、IGCCは民間企業が主導する計画に任せ、CCSに対してのみ政策的な支援を行う内容となっている。

図表21 見直し後のFutureGenプロジェクト概要

プロジェクト名	FutureGen
実施主体	DOE、FutureGen Alliance
プラント規模	300MW以上
運転開始時期	2015年
備考	<ul style="list-style-type: none"> ・ 商業規模でIGCCを行う複数のクリーンコール発電所に対し、CO₂回収・貯留（CCS）技術の導入を進める。 ・ 2007年12月にFutureGen Allianceが建設予定地として選定したイリノイ州Mattoonを含め、2007年11月に発行された環境影響評価で取り上げられた4カ所の建設候補地は新計画の建設候補地とする。 ・ 発電所自体の費用負担はせず、CCS関連費用のみ負担する。

(出所) FutureGen Alliance ホームページ他より作成

図表22 見直し後のFutureGenロードマップ



(出所) FutureGen Alliance ホームページ

1,000万ドルの資金提供により、プロジェクトへの参加が可能。

2-4 見通し

米国には油田、ガス田が多数存在し、これらを利用することが可能な米国は二つの点で有利であり、CCS 導入のポテンシャルは高いと考えられる。

- ・ 石油増進回収は既に実用化されている技術であり、単純な CO₂ 貯留よりも経済性の点でも有利である。
- ・ 枯渇石油、ガス田を利用した CCS 計画では、地質構造が既知であり、長期にわたる貯留の安定性を推察するうえで有利である。

しかしながら、複数の機関が発表している CCS の導入見通しをみると、補助金の導入を前提としたものが約半数を占めており、導入初期においては行政による何らかの支援なしには、迅速な普及が見込めない可能性がある。

図表23 CCS の導入見通し

(単位:GW)

推計ケース	補助金	2015年	2020年	2025年	2030年	合計
ACCF/NAM	high	×	NA	NA	NA	25
	low	×	NA	NA	NA	50
MIT	×	0	約10	約10	約42	約63
	○	約10	約17	約59	約148	約236
CRA	×	2	15	30	60	107
EPA (IPMモデル)	×	0	0	70	NA	70
	○	5	5	70	NA	80
EPA (ADAGEモデル)	ref	○	0	約23	約49	約165
	tech	○	0	約23	約9	約56
CATF	○	約1	約8	約51	約73	133
EIA	○	約8	約16	約24	約16	64

ACCF : American Council for Capital Formation

NAM : National Association of Manufacturers

MIT : Massachusetts Institute of Technology

CRA : CRA international

EPA : Environmental Protection Agency

CATF : Clean Air Task Force

EIA : Energy Information Administration

(出所) CRS, Climate Change: Cost and Benefit of S. 2191 より作成

IGCC については、CCS 同様、温室効果ガスを削減するための有効なツールと認識されており、2005年のエネルギー政策法 (Energy Policy Act of 2005) においても IGCC などクリーンコール技術を適用した石炭火力に対する減税措置を謳うなどしているが、FutureGen 計画の見直しに見られるように、政策における優先順位という点では CCS よりも一歩後退した感がある。

民間企業主導で IGCC 計画を進めるとなると、そこには当然経済原理が働くこととなり、経済性の面において天然ガス火力や超臨界圧石炭火力、原子力など他の電源との競争に晒

されることになる。天然ガス火力との競合という観点では、短期的には設備費の安価な天然ガス火力が増加することとなるが、中長期的には天然ガスの価格上昇が予想されており（図表8）、石炭火力は天然ガス火力に対して優位性を保つと考えられている。石炭火力の中では、CCSを適用しない場合は超臨界圧発電の方が建設費の点で有利となるが、CCSとの組合せではIGCCが最も有利な発電方式になるとの試算がある。（図表24）

図表24 500MW 石炭火力のコスト比較

CCS	超臨界圧石炭火力		超臨界圧 酸素燃焼 石炭火力	IGCC	
	なし	あり	あり	なし	あり
発電効率	38.5%	29.3%	30.6%	38.4%	31.2%
建設費 \$/kW	1,330	2,140	1,900	1,430	1,890
資本費 ¢/kWh	2.7	4.34	3.85	2.9	3.83
燃料費 ¢/kWh	1.33	1.75	1.67	1.33	1.64
運転費 ¢/kWh	0.75	1.6	1.45	0.9	1.05
総費用 ¢/kWh	4.78	7.69	6.98	5.13	6.52

（出所）MIT, Future of Coal

経済性の他に、IGCCとCCSの導入量を左右する要因として温室効果ガスの排出規制が挙げられる。規制の程度、具体的にはCO₂排出コストの程度によっては、特にCCSの実現可能性は大きく左右されることになる。しかしながら、2002年の気候変動イニシアティブ以降、米国では新たな数値目標を伴った中長期的な排出量削減目標が定められずにいる。現在議会において複数の法案が審議されているほか、地域/州独自の枠組みが検討あるいは一部が試験的に運用されているが、それらの先行きは不透明である。規制の枠組みに応じて電気事業者は電源開発計画の見直しを行うと予想され、今後の温室効果ガスの排出規制に係る議論の行方を注視してゆく必要がある。

参考) カナダの主な IGCC、CCS プロジェクト

(1) Genesee IGCC Project

EPCOR 社がアルバータ州で計画しており、Siemens 社のガス化炉を採用した 500MW の IGCC 発電設備を 2015 年に運転開始する予定である。このプロジェクトの総費用は 3,300 万ドルと見込まれており、EPCOR、Alberta Energy Research Institute、Natural Resources Canada がそれぞれ 1,100 万ドルを負担している。

(2) CCS

カナダにおける代表的な CCS 関連プロジェクトを以下に示す。

図表25 カナダの代表的な CCS 関連プロジェクト

プロジェクト名	Weyburn EOR	Alberta ECBM プロジェクト	Pembina Cardium EORプロジェクト
実施場所	サスカチュワン州	アルバータ州	アルバータ州
事業主体	Natural Resources Canada Government of Saskatchewan EnCana	Alberta Research Council:ARC Alberta Energy & Utilities Board Sproule International Ltd. 他	Penn West Petroleum Ltd.
CO2排出源	石炭ガス化炉	NA	NA
CO2貯留量	100万t/年	NA	NA
CO2貯留の種類	石油増進回収	炭層メタン回収	石油増進回収
プロジェクト 期間	2000年9月～(商業運転中)	Phase IIIA:1999年～2001年 Phase IIIB:2001年～2010年	NA
プロジェクトタイプ	商業プロジェクト	地層貯留研究開発 プロジェクト	地層貯留研究開発 プロジェクト

(出所) IEA Greenhouse Gas R&D Programme, R, D&D Projects Database, RITE, 二酸化炭素地中貯留データベース他より作成

※Weyburn EOR プロジェクト

EnCana 社が石油増進回収 (EOR) を目的に、CO₂ をカナダ サスカチュワン州 Weyburn の Williston 油田に圧入するもので、2000 年より商業運転が開始されている。CO₂ は、米国ノースダコタ州にある褐炭を燃料としている Dakota Gasification 社の合成燃料プラントから延長 205 マイル (約 330km) のパイプラインでカナダに越境して輸送されている。

図表 26 プロジェクト位置図



(出所) RITE, 二酸化炭素地中貯留データベース

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp